



GENNEIA S.A.

OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) CLASE XLIX DENOMINADAS, A SER INTEGRADAS Y PAGADERAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES, A TASA DE INTERÉS FIJA CON VENCIMIENTO ENTRE EL CUARTO Y EL OCTAVO ANIVERSARIO DE LA FECHA DE EMISIÓN Y LIQUIDACIÓN (LAS “OBLIGACIONES NEGOCIABLES CLASE XLIX” Y/O “OBLIGACIONES NEGOCIABLES”).

A SER EMITIDAS POR UN VALOR NOMINAL DE HASTA US\$ 300.000.000 (DÓLARES ESTADOUNIDENSES TRESCIENTOS MILLONES) AMPLIABLE HASTA US\$ 500.000.000 (DÓLARES ESTADOUNIDENSES QUINIENTOS MILLONES) (EL “MONTO MÁXIMO”), A SER EMITIDAS BAJO EL RÉGIMEN SIMPLIFICADO DE EMISOR FRECUENTE.

LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES SE ENCUENTRAN ALINEADAS A LOS CUATRO COMPONENTES PRINCIPALES DE LOS PRINCIPIOS DE BONOS VERDES DE 2021 (GBP, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS) DEL ICMA (INTERNATIONAL CAPITAL MARKET ASSOCIATION) Y SERÁN EMITIDAS SIGUIENDO 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 (T.O. RESOLUCIÓN GENERAL N°622/2013 Y SUS MODIFICACIONES) DE LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES (LA “CNV”, LAS “NORMAS DE LA CNV”, Y LOS “LINEAMIENTOS PARA LA EMISIÓN DE BONOS SVS”, RESPECTIVAMENTE) Y LO DISPUESTO EN LA GUÍA DE BONOS SOCIALES VERDES Y SUSTENTABLES EN EL PANEL DE Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“BYMA” Y LA “GUÍA BYMA”, RESPECTIVAMENTE).

El presente suplemento de prospecto (el “**Suplemento**” o el “**Suplemento de Prospecto**”) corresponde a las Obligaciones Negociables Clase XLIX a ser emitidas por Genneia S.A. (“**Genneia**” y/o la “**Emisora**” y/o la “**Compañía**” y/o la “**Sociedad**”, indistintamente), con sede social en la calle Nicolás Repetto N° 3676, piso 3°, Complejo Olivos Building II, Olivos (B1636CTL), Provincia de Buenos Aires, República Argentina, CUIT 30-66523411-4, teléfono +5411 6090 3205, correo electrónico: investors@genneia.com.ar, sitio web: www.genneia.com.ar. El Suplemento se complementa y deberá ser leído junto con el prospecto de la Emisora de fecha 23 de mayo del 2025 (el “**Prospecto**”) bajo el Régimen Simplificado de Emisor Frecuente de la CNV, establecido en la Sección VIII, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV (el “**Régimen de Emisor Frecuente**”).

Las Obligaciones Negociables Clase XLIX estarán denominadas en Dólares Estadounidenses y serán integrables y pagaderas en Dólares Estadounidenses. La Emisora podrá, a su exclusivo criterio, emitir las Obligaciones Negociables Clase XLIX hasta un monto de US\$ 300.000.000 (Dólares Estadounidenses trescientos millones), ampliable hasta el Monto Máximo. El capital de las Obligaciones Negociables Clase XLIX será amortizado en tres (3) cuotas anuales y consecutivas por un importe igual al porcentaje del capital de las Obligaciones Negociables que se indica en la sección “*Resumen de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables - Amortización*”. La Fecha de Vencimiento será entre el cuarto y el octavo aniversario de la Fecha de Emisión y Liquidación (conforme se define más adelante). Las Obligaciones Negociables Clase XLIX devengarán intereses a una tasa de interés fija, pagadera en forma semestral por período vencido en cada Fecha de Pago de Intereses. Para mayor información véase “*Descripción de la Oferta y la Negociación—Condiciones básicas de las Obligaciones negociables*”.

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones y serán emitidas y colocadas conforme a la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 y sus modificatorias y complementarias (la “**Ley de Obligaciones Negociables**”), la Ley de Financiamiento Productivo N° 27.440 (la “**Ley de Financiamiento Productivo**”), según sus modificaciones, la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831, según sus modificaciones (la “**Ley de Mercado de Capitales**”), el Decreto N° 471/2018, las Normas de la CNV, y cualquier otra ley o regulación aplicable. Las Obligaciones Negociables serán obligaciones no subordinadas, con garantía común y sin garantía de terceros, y en todo momento tendrán igual prioridad de pago que todas las demás deudas no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras de la Sociedad (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho, incluyendo, sin limitación, reclamos impositivos y laborales).

El Prospecto no cuenta con calificación de riesgo. A nivel local, las Obligaciones Negociables no contarán con una calificación de riesgo. Las Obligaciones Negociables podrán contar con una o más calificaciones a nivel internacional que será/n publicada/s a través de un aviso complementario al presente Suplemento. Para más información ver la sección “*Calificación de Riesgo*” en este Suplemento.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

La Fecha de Vencimiento será determinada e informada por la Emisora en el Aviso de Resultados (tal como se dicho término se define más adelante). Las Obligaciones Negociables devengarán intereses a una tasa fija que será determinada por la Emisora juntamente con los Compradores Iniciales (tal como se dicho término se define más adelante) de conformidad con el procedimiento previsto en la sección “Plan de Distribución”, y será informada mediante el Aviso de Resultados. La integración del precio de suscripción de las Obligaciones Negociables deberá ser realizada en efectivo, en Dólares Estadounidenses en el exterior.

LA OFERTA PUBLICA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ESTÁ DESTINADA EXCLUSIVAMENTE A INVERSORES QUE SEAN (1) EN LOS ESTADOS UNIDOS, “COMPRADORES INSTITUCIONALES CALIFICADOS” SEGÚN SE DEFINE EN LA REGLA 144A DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE 1933 (TAL COMO SE DEFINE A CONTINUACIÓN), EN UNA OPERACIÓN PRIVADA BASADA EN LA EXENCIÓN DE LOS REQUISITOS DE REGISTRO DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS PREVISTA EN EL ARTÍCULO 4(A)(2) DE LA MISMA (“QIBS”), (2) FUERA DE LOS ESTADOS UNIDOS A PERSONAS QUE NO SEAN “PERSONAS ESTADOUNIDENSES” SEGÚN SE DEFINE EN LA REGLA 902 DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS, A PERSONAS QUE NO ACTÚAN POR CUENTA DE O EN BENEFICIO DE UNA PERSONA ESTADOUNIDENSE, A PERSONAS QUE NO CALIFICAN COMO OFERENTES NO ESTADOUNIDENSES CALIFICADOS; (3) AL PÚBLICO EN GENERAL EN ARGENTINA A TRAVÉS DE UNA OFERTA PRIMARIA DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS DE CNV. PARA MÁS INFORMACIÓN VÉASE LA SECCIÓN “AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES” DEL PRESENTE SUPLEMENTO DE PROSPECTO.

Las Obligaciones Negociables no han sido ni serán registradas bajo la Securities Act de 1933 (tal como fuera modificada, la “**Securities Act**” o “**Ley de Títulos Valores Estadounidense**”) de los Estados Unidos de América (“**Estados Unidos**”), ni estarán registradas ante la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos (“**SEC**”), ni ante cualquier otra comisión de los Estados Unidos u otra autoridad regulatoria, y ninguna de dichas autoridades ha evaluado o autorizado los méritos de la oferta ni la veracidad del presente Suplemento. Las Obligaciones Negociables no podrán ser ofrecidas, vendidas y/o entregadas en los Estados Unidos o a personas estadounidenses, excepto (i) a compradores calificados en virtud de la exención de registro establecida por la Norma 144A de la Securities Act (la “**Regla 144A**”), y (ii) a ciertas personas que no sean personas estadounidenses en transacciones off-shore en los términos de la Regulación S de la Securities Act (la “**Regulación S**”). Los potenciales inversores son notificados en virtud del presente que la Sociedad podría apoyarse en la exención a las disposiciones del Artículo 5 de la Securities Act establecida por la Regla 144A.

La Emisora ha solicitado autorización para el listado de las Obligaciones Negociables en Bolsas Y Mercados Argentinos S.A. (“**BYMA**”), incluyendo el listado en el Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA, y su negociación en A3 Mercados S.A. (registrado como mercado bajo el N° 13 de la CNV, “**A3 Mercados**”) para el listado). Sin embargo, la Emisora no puede garantizar que dichas autorizaciones sean otorgadas, o que, una vez otorgadas, las Obligaciones Negociables continuarán listando y/o negociándose en dichos mercados.

La Sociedad prevé que la transferencia de las Obligaciones Negociables se realizará a los inversores mediante anotación en cuenta a través del sistema de The Depository Trust Company (“**DTC**”) y sus participantes directos e indirectos, incluyendo Clearstream Banking, société anonyme (“**Clearstream**”), Euroclear Bank S.A./N.V. (“**Euroclear**”) y Caja de Valores S.A. (“**CVSA**”) en la Fecha de Emisión y Liquidación.

La Emisora destinará los fondos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables estarán alineadas con el marco de financiamiento verde elaborado por la Emisora, conforme los principios previstos por la CNV en los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS (el “**Marco de Financiamiento Verde**”). Para mayor información, véase la sección “Destino de Fondos” del presente Suplemento. Asimismo, la Emisora ha solicitado la incorporación de las Obligaciones Negociables al Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA. Sin embargo, la Emisora no puede garantizar que esta solicitud sea aprobada.

El presente Suplemento debe leerse conjuntamente con el Prospecto, los cuales se encuentran a disposición del público inversor por vía electrónica en la Página Web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>) a través de la Autopista de Información Financiera (“**AIF**”) bajo ID N°3366819, respectivamente, en la Página Web de BYMA (<https://www.byma.com.ar/>), en la Página Web de A3 Mercados (<https://a3mercados.com.ar/>) y en la Página Web de la Compañía (<https://www.genneia.com.ar/>) .

Todo eventual inversor deberá leer cuidadosamente los factores de riesgo para la inversión contenidos en el presente Suplemento. Invertir en las Obligaciones Negociables de la Emisora implica riesgos. Véase la sección titulada “Factores de Riesgo” en este Suplemento y en cualquier documento incorporado por referencia.

De conformidad con la Resolución General N° 917/2021 de la CNV, se informa que el producido de las Obligaciones Negociables a emitirse no será destinado a los fines establecidos por el Decreto N° 621/2021, sin perjuicio de lo cual serán aplicados de conformidad con lo establecido por la Ley de Obligaciones Negociables, véase la sección “Información Adicional – d) Carga Tributaria” del 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 CNV de fecha 19 de abril de 2021. Mediante Disposición N° DI-2025-91-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 22 de mayo del 2025 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sociedad por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de hasta valor nominal US\$ 600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones), o su equivalente en otras monedas o unidades de valor. Esta autorización de la CNV sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. Mediante reunión de Directorio de la Emisora de fecha 17 de noviembre de 2025 se resolvió habilitar, de conformidad con el Artículo 5 del Capítulo I del Título XVIII de las Normas de la CNV, de pleno derecho la posibilidad de emitir y reemitir clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, en tanto no se supere US\$ 600.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de valor en todo momento en circulación. La CNV, BYMA o A3 Mercados no han emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto y/o en el presente Suplemento. Los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables fueron aprobados por reunión de Directorio de la Emisora en fecha 17 de noviembre de 2025 cuya acta se encuentra cargada en la AIF bajo ID N° 3443711. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el Prospecto y/o en el presente Suplemento es exclusiva responsabilidad del Directorio de la Emisora 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 de Mercado de Capitales. De acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 74, de la Sección VIII, del Capítulo V, del Título II de las Normas de la CNV, dentro de los cinco días hábiles de finalizado el período de colocación de las Obligaciones Negociables la Emisora presentará la documentación definitiva relativa a las mismas ante la CNV.

La Emisora asume expresamente la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el Suplemento, y por la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación actualizada de la Emisora, incluyendo toda información que cualquier inversor razonable debe conocer para adoptar decisiones fundadas respecto de la colocación y posterior negociación de las Obligaciones Negociables.

La Emisora declara, bajo juramento, que los datos consignados en el presente Suplemento son correctos y completos, que no se ha omitido ni falseado dato alguno que deba contener, y que el contenido del mismo constituye fiel expresión de la verdad. Asimismo, la Emisora manifiesta conocer las penalidades previstas por los artículos 172, 293 y 309 del Código Penal de la Nación Argentina, relativas al fraude y a la falsedad en documentos, respectivamente.

El Directorio de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el Prospecto y el presente Suplemento contienen, a la fecha de sus respectivas publicaciones, información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

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

Los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales establecen, respecto a la información contenida en el prospecto y el suplemento de prospecto correspondientes a la emisión de valores negociables, que los emisores de dichos valores, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos y suplementos de prospecto por ellos registrados ante la CNV. 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 y suplementos de prospecto de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto y del suplemento de prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

COMPRADORES INICIALES

J.P. Morgan Securities LLC

Santander US Capital Markets LLC

BBVA Securities Inc.

Balanx Capital UK LLP

AGENTES COLOCADORES LOCALES



Banco Santander Argentina S.A.
Agente de Liquidación y
Compensación Integral Matrícula CNV
N° 72



Banco CMF S.A.
Matrícula ALyC y AN Integral N° 63
Organizador, Colocador y Entidad de
Garantía



Macro Securities S.A.U.
Agente de Liquidación y
Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matrícula CNV N° 59



Balanx Capital Valores S.A.U.
Agente de Liquidación y
Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matrícula CNV N° 210



Bull Market Brokers S.A.
Agente de Liquidación y
Compensación Propio
Matrícula CNV N° 247

La fecha de este Suplemento es 17 de noviembre de 2025.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

ÍNDICE

AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES	6
COMPROMISO VERDE	12
EJECUCIÓN DE SENTENCIAS EXTRANJERAS	14
INFORMACIÓN DISPONIBLE	16
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	17
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRO TIPO DE INFORMACIÓN	19
GLOSARIO DE TÉRMINOS	25
RESUMEN	31
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	49
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	56
RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA HISTÓRICA	104
FACTORES DE RIESGO	105
DESTINO DE LOS FONDOS	117
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA	122
MARCO REGULATORIO	124
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO	166
PLAN DE DISTRIBUCIÓN	272
GASTOS DE EMISIÓN	278
HECHOS POSTERIORES AL CIERRE	280
INFORMACIÓN ADICIONAL	281
CALIFICACIÓN DE RIESGO	286



AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES

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

Para obtener información relativa a la normativa vigente en materia de prevención del lavado de activos, control de cambios y carga tributaria, véase “Información Adicional” del Prospecto y de este Suplemento.

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Emisora, de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables y de los beneficios y riesgos involucrados. El Prospecto y este Suplemento constituyen los documentos básicos a través de los cuales se realiza la oferta pública de las Obligaciones Negociables. El contenido del Prospecto y/o de este Suplemento no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, cambiario, impositivo y/o de otro tipo por parte de la Emisora, los Compradores Iniciales y/o los Agentes Colocadores Locales. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, cambiarios, impositivos y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

No se ha autorizado a ningún Comprador Inicial, Agente Colocador Local (según se define más adelante) y/u 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 Prospecto y/o en el presente Suplemento y, si se brindara y/o efectuara, dicha información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora, los Compradores Iniciales y/o los Agentes Colocadores Locales.

La Sociedad se está acogiendo a una exención de registro conforme a la Securities Act para las ofertas y ventas de títulos valores en los Estados Unidos que no implica una oferta pública en los Estados Unidos. Ni el Prospecto ni este Suplemento constituyen o constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular manifestaciones de interés de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; y/o (ii) para aquellas personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes de los denominados países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados y regímenes tributarios especiales no considerados “cooperantes a los fines de la transparencia fiscal” o considerados de “baja o nula tributación”; y/o (iii) para aquellas personas o entidades que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilicen cuentas bancarias localizadas o abiertas en los denominados países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados y regímenes tributarios especiales no considerados “cooperantes a los fines de la transparencia fiscal” o considerados de “baja o nula tributación”. 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 la que poseyera, consultara y/o distribuyera el Prospecto y/o este Suplemento 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 realizaran tales compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora ni los Compradores Iniciales ni los Agentes Colocadores Locales tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

Las Obligaciones Negociables no cuentan con un mercado de negociación asegurado. Los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales podrán, pero no estarán obligados a, realizar (i) actividades de formación de mercado, en consecuencia, no pudiendo brindar la Emisora garantías acerca de la liquidez de las Obligaciones Negociables ni del mercado de negociación de las mismas; u (ii) operaciones que estabilicen, mantengan o de otra manera afecten el precio de mercado de las Obligaciones Negociables.



La información contenida en el Prospecto y/o en este Suplemento corresponde a las respectivas fechas consignadas en los mismos y podrá sufrir cambios en el futuro. Ni la entrega del Prospecto y/o de este Suplemento, ni el ofrecimiento y/o venta de Obligaciones Negociables en virtud de los mismos, en ninguna circunstancia significará que la información contenida en el Prospecto es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha del Prospecto y/o que la información contenida en el presente Suplemento es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha del presente Suplemento, según corresponda.

La información contenida en el Prospecto y/o en este Suplemento con respecto a la situación política, legal y económica de Argentina ha sido obtenida de fuentes gubernamentales y otras fuentes públicas y la Emisora y los Agentes Colocadores no son responsables de su veracidad. No podrá considerarse que la información contenida en el Prospecto y/o en este Suplemento constituya una promesa o garantía, ya sea con respecto al pasado o al futuro. El Prospecto y/o este Suplemento contienen resúmenes, que la Emisora considera precisos, de ciertos documentos de la Emisora. Los resúmenes contenidos en el Prospecto, y/o en este Suplemento se encuentran condicionados en su totalidad a esas referencias.

DEFINICIONES

A los fines de este Suplemento, “Argentina” significa la República Argentina, “Pesos”, “Ps.” o “AR\$” significa la moneda de curso legal en la Argentina, “Estados Unidos” significa los Estados Unidos de América, “Dólares” o “US\$” o “Dólares Estadounidenses” significa la moneda de curso legal en los Estados Unidos, y “Banco Central” significa el Banco Central de la República Argentina. Las referencias a cualquier norma contenida en el presente Suplemento son referencias a las normas en cuestión incluyendo sus modificatorias y reglamentarias.



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

APROBACIONES SOCIETARIAS

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente y la emisión de obligaciones negociables por el monto de hasta US\$2.000.000.000 (Dólares Estadounidenses dos mil millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor, las cuales podrán ser emitidas (aunque sin posibilidad de reemisión o reasignación a un programa global) en tramos, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fueron resueltas por el Directorio de la Emisora en sus reuniones de fechas 20 de enero y 19 de marzo de 2021 cuyas actas están publicadas en la AIF, bajo el ID N°2710703 y el ID N°2725278, respectivamente, mediante lo resuelto por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria Unánime de Accionistas de 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 y la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad por hasta la suma de US\$ 600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 15 de abril del 2025 cuya acta se encuentra publicada en la AIF bajo el ID N° 3347877.

La habilitación, de conformidad con el Artículo 5 del Capítulo I del Título XVIII de las Normas de la CNV, de pleno derecho la posibilidad de emitir y reemitir clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, en tanto no se supere US\$600.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de valor en todo momento en circulación, la emisión de las Obligaciones Negociables, los términos y condiciones particulares de las mismas fueron aprobados en la reunión de Directorio de la Emisora del 17 de noviembre de 2025, en ejercicio de las facultades delegadas por la Asamblea General Extraordinaria Unánime de Accionistas del 21 de noviembre de 2024.

DECLARACIONES Y GARANTÍAS DE LOS ADQUIERENTES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

La presentación de cualquier Manifestación de Interés (tal como dicho término se define en la Sección “*Plan de Distribución*” en el presente) o la adquisición posterior de las Obligaciones Negociables implicará, según fuera aplicable, las declaraciones y garantías a favor de la Emisora, los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales, por parte de cada inversor, y sus cesionarios por cualquier causa o título, de que:

- (a) reconoce y acepta que (i) cuenta con suficiente conocimiento y experiencia en asuntos financieros, comerciales, tributarios y relacionados a inversiones en valores negociables (en particular, relacionados a inversiones con escasa liquidez y riesgos relacionados), (ii) ha prestado particular atención a los Factores de Riesgo detallados en el Prospecto y en este Suplemento a la hora de decidir acerca de la inversión en las Obligaciones Negociables, y (iii) la inversión en las Obligaciones Negociables (1) será consistente con sus necesidades y condición financiera, objetivos y perfil de riesgo, y (2) será consistente y cumplirá con las políticas de inversión, guías, códigos de conducta y otras restricciones aplicables que le resulten aplicables;
- (b) conoce y acepta la información descripta más arriba en “*Aviso a los Inversores y Declaraciones*” en el presente;
- (c) está en posición de soportar los riesgos económicos de la inversión en las Obligaciones Negociables;
- (d) le ha sido puesta a disposición y/o ha recibido copia de, y ha revisado y analizado cuidadosamente la totalidad de la información contenida en el Prospecto, el presente Suplemento (incluyendo los estados financieros, documentos que se encuentran a disposición del público inversor en la AIF y en la Página Web de la Compañía) y todo otro documento relacionado con la emisión de las Obligaciones Negociables y ha analizado cuidadosamente

las operaciones, la situación y las perspectivas de la Compañía, todo ello en la medida necesaria para tomar por sí mismo y de manera independiente su decisión de suscribir las Obligaciones Negociables, y suscribe las Obligaciones Negociables basándose solamente en su propia revisión y análisis;

(e) entiende el alcance de la exposición al riesgo en relación con la inversión en las Obligaciones Negociables, y teniendo en cuenta sus propias circunstancias y condición financiera, ha tomado todos los recaudos que razonablemente ha estimado necesarios antes de realizar la misma, y en tal sentido, al tomar la decisión de suscribir las Obligaciones Negociables, se ha basado en su propio análisis de aquellos títulos, incluyendo los beneficios y riesgos involucrados en relación con la Emisora, las Obligaciones Negociables, los documentos de la oferta de las Obligaciones Negociables (el Prospecto, el Suplemento y todos aquellos avisos complementarios), y esta emisión, y considera que los mismos son adecuados a su nivel de entendimiento, perfil del inversor y tolerancia al riesgo, razón por la cual también reconoce que la puesta a disposición del presente por vía electrónica o en formato papel no implica ni será interpretado bajo ninguna circunstancia como una recomendación de compra o asesoramiento por parte de la Emisora, de los Compradores Iniciales y/o de los Colocadores y/o de cualquiera de sus respectivas sociedades controlantes, controladas, vinculadas o sujetas a control común (y/o de cualquiera de sus empleados, agentes, directores y/o gerentes);

(f) no ha recibido ningún tipo de asesoramiento legal, comercial, financiero, cambiario, impositivo y/o de ningún otro tipo por parte de la Compañía, ni de los Compradores Iniciales ni de los Colocadores y/o de cualquiera de sus empleados, agentes, directores y/o gerentes, y/o de cualquiera de sus sociedades controlantes, controladas, vinculadas o sujetas a control común (ni de sus empleados, agentes, directores y/o gerentes);

(g) no ha recibido de la Compañía, ni de los Compradores Iniciales ni de los Colocadores, información o declaraciones que sean inconsistentes, o difieran, de la información o de las declaraciones contenidas en el Prospecto y/o en el presente Suplemento (incluyendo los estados financieros que se encuentran a disposición del público inversor en la AIF y en la Página Web de la Compañía) y todo otro documento relacionado con la emisión de las Obligaciones Negociables;

(h) conoce y acepta los términos descriptos en la sección “Plan de Distribución” del presente Suplemento. Sin limitar lo expuesto precedentemente, el inversor conoce y acepta, en los términos indicados más abajo en “Plan de Distribución” del presente Suplemento, que (i) la oferta pública primaria en Argentina será dirigida al público inversor por medio de la oferta que será realizada a través de los Agentes Colocadores Locales conforme los términos y condiciones del presente Suplemento y que será realizada mediante una oferta que califique como oferta pública en Argentina conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás normativa aplicable, (ii) la Oferta Internacional (conforme dicho término se define más adelante) consistirá en una oferta internacional no sujeta a los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense en la cual los Compradores Iniciales actuarán como compradores iniciales de dicha oferta, que estará dirigida (1) en los Estados Unidos a compradores calificados en virtud de la Regla 144A y (2) fuera de los Estados Unidos y de Argentina, a personas no estadounidenses (“non-U.S. persons”) en transacciones fuera de los Estados Unidos (“offshore transactions”) en virtud de la exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense sobre la base de la Regulación S de dicha ley, (iii) las Manifestaciones de Interés que presente a los Agentes Colocadores Locales serán firmes y vinculantes y sin posibilidad de retirarlas y/o revocarlas;

(i) conoce y acepta que la Emisora y los Agentes Colocadores Locales tendrán derecho de rechazar cualquier Manifestación de Interés en los casos y con el alcance detallado en la sección “Plan de Distribución” del presente;

(j) conoce y acepta que ni la Emisora ni los Agentes Colocadores Locales garantizan al público inversor que presenten las Manifestación de Interés, que mediante el mecanismo de adjudicación descripto más abajo (i) se les adjudicarán Obligaciones Negociables; ni que (ii) se les adjudicará el mismo valor nominal de Obligaciones Negociables solicitado en la Manifestación de Interés;

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

(k) conoce y acepta que la Emisora podrá declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables, en todos los casos detallados en el presente Suplemento;

(l) se encuentra radicado en una jurisdicción que no es considerada “no cooperante o de baja o nula tributación” y utiliza cuentas pertenecientes a entidades financieras radicadas en jurisdicciones que no son consideradas “no cooperantes o de baja o nula tributación” a efectos de realizar la suscripción e integración de las Obligaciones Negociables, renunciando, en caso de falsedad de esta declaración y garantía, a reclamar a la Emisora y/o a cualquier Colocador el pago de cualquier mayor costo o monto adicional derivado de ello;

(m) (i) los fondos y valores que corresponden a la suscripción de las Obligaciones Negociables son provenientes de actividades lícitas relacionadas con su actividad; (ii) la información consignada en las órdenes de suscripción y para los registros de los Colocadores, es exacta y verdadera, y (iii) tiene conocimiento de la normativa sobre encubrimiento y lavado de activos regulada por el Régimen de Prevención del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo (conforme dicho término se define más adelante) y no usa fondos provenientes de países de “baja o nula tributación”;

(n) conoce y acepta que, en caso de que las Obligaciones Negociables no sean integradas en la forma prevista en la sección “Plan de Distribución” en el presente, los Agentes Colocadores Locales procederán según las instrucciones que les impartan la Emisora, que podrán incluir, entre otras, la pérdida por parte del público inversor incumplidores del derecho de suscribir las Obligaciones Negociables en cuestión sin necesidad de otorgarle la posibilidad de remediar su incumplimiento;

(o) conoce y acepta que la Emisora, a su sólo criterio, podrá dejar sin efecto la colocación y adjudicación de las Obligaciones Negociables, en cualquier momento anterior a la finalización del Período de Licitación Pública (conforme dicho término se define más adelante), en caso de que hayan sucedido cambios en la normativa cambiaria, impositiva y/o de cualquier otra índole que tornen más gravosa la emisión de las Obligaciones Negociables para la Emisora, según lo determine la propia Emisora, quedando pues sin efecto alguno la totalidad de las Manifestaciones de Interés recibidas. Esta circunstancia no generará responsabilidad alguna para la Emisora ni para los Agentes Colocadores Locales ni otorgará al público inversor ni a los Agentes de A3 Mercados (según dicho término se define más adelante) que hayan ingresado Manifestaciones de Interés derecho a reclamar compensación y/o indemnización alguna;

(p) conoce y acepta que las Obligaciones Negociables están denominadas y serán pagaderas en Dólares Estadounidenses en el exterior y que, la capacidad de la Emisora de efectuar pagos de capital y/o intereses sobre las Obligaciones Negociables, puede verse afectada por devaluaciones cambiarias, mayores controles de cambio y/u otras situaciones de pérdida de poder adquisitivo del Peso contra el Dólar;

(q) conoce y acepta las restricciones cambiarias imperantes en Argentina, y conoce que las mismas pueden modificarse y/o agravarse en el futuro;

(r) conoce y acepta las regulaciones cambiarias vigentes que impiden a un inversor no residente en la República Argentina acceder al mercado local de cambios para repatriar el producido de su inversión en las Obligaciones Negociables; y

(t) conoce y acepta que las Obligaciones Negociables ofrecidas mediante la Oferta Internacional constituye una oferta que no viola la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Cada Inversor reconoce que: (i) se le ha brindado la oportunidad de solicitar a la Emisora el examen de toda la información pública adicional que dicho inversor consideró necesaria para verificar la exactitud de la información

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

contenida en este Suplemento o complementarla; (ii) no se ha basado en la Emisora, ni en ninguna persona vinculada a la Emisora, ni en los Compradores Iniciales, ni en los Colocadores, en relación con su propia investigación de la exactitud de dicha información o su decisión de inversión; (iii) ninguna persona ha sido autorizada a suministrar ninguna información o a formular ninguna declaración sobre la Emisora o las Obligaciones Negociables, salvo por las contenidas en este Suplemento. En caso de haber sido suministrada o formulada, no deberá tenerse a dicha información o declaración como autorizada ni consentida por la Emisora, ni por los Compradores Iniciales ni por los Colocadores, ni atribuirse a la Emisora, ni por los Compradores Iniciales o los Colocadores; y (iv) han obtenido la debida información previa respecto al alcance del presente Suplemento.

PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO

La Emisora y/o los Agentes Colocadores Locales podrán requerir a quienes deseen suscribir y a los tenedores de las Obligaciones Negociables, información relacionada con el cumplimiento del régimen de Prevención del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo conforme con lo dispuesto por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734 27.739, 26.831, 26.860, 27.260, 27.304, 27.440, 27.446 y 27.508 o por disposiciones, resoluciones o requerimientos de la Unidad de Información Financiera (la “UIF”), de la CNV o del Banco Central (el “Banco Central” o “BCRA”, indistintamente, y el “Régimen de Prevención del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo”, respectivamente). La Emisora y/o los Agentes Colocadores Locales podrán rechazar las suscripciones cuando quien desee suscribir las Obligaciones Negociables no proporcione, a satisfacción de la Emisora y de los Agentes Colocadores Locales, según corresponda, la información y documentación solicitada.

DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN

Copias del Prospecto y del presente Suplemento, así como de los demás documentos relacionados con el Régimen de Emisor Frecuente y las Obligaciones Negociables, serán oportunamente entregados al público inversor y se encuentran asimismo a disposición exclusivamente por vía electrónica. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 (“Estados Financieros Anuales”) y los Estados Financieros de períodos intermedios de la Emisora podrán ser consultados en la Página Web de la CNV, en la Página Web de la Compañía y en la Página Web de A3 Mercados y BYMA.



COMPROMISO VERDE

Genneia es una compañía argentina de energía renovable. A la fecha del presente Suplemento, Genneia opera aproximadamente el 21% de la capacidad instalada de energía eólica y solar del país, posicionando a Genneia como el líder de energía renovable.

La Compañía está presente a lo largo de todo el ciclo de generación de energía: desde la prospección y desarrollo hasta la construcción y operación de activos de energía renovable y convencional. A la fecha del presente Suplemento, opera 1.779 MW de capacidad instalada (1.436 MW provenientes de energía renovable y 363 MW de energía convencional).

La misión de Genneia es proveer energía sustentable y confiable. La Sociedad es pionera en la promoción de energías renovables en Argentina y está comprometida con los más altos estándares medioambientales de la actualidad, y al mismo tiempo pensamos en la protección del medioambiente para las futuras generaciones. En 2010, Genneia construyó su primer parque eólico de 77 MW en la provincia de Chubut, el cual fue el parque eólico más grande del país durante la primera ola de energías renovables en Argentina. Luego, tras la sanción de la Ley de Energías Renovables en 2015 y el lanzamiento del Programa RenovAr, Genneia reorientó su estrategia hacia las energías renovables.

Genneia se compromete a los Objetivos de Desarrollo Sostenible del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (“**ODS**”), los cuales adoptó en 2015. Las operaciones de energía renovable se reflejan principalmente en el gran impacto y la contribución a los ODS, a través del ODS #7 “Energía Asequible Y No Contaminante” y ODS #13 “Acción Por El Clima”.

En línea con nuestra estrategia a largo plazo, experimentamos una transformación importante hacia un perfil energético más sostenible entre 2016 y 2021. En 2016, aprovechamos las tendencias favorables en el sector de energías renovables e iniciamos un plan de inversión de más de 1.000 millones de Dólares Estadounidenses, lo que aumentó nuestra capacidad bruta de energía renovable en más de 700 MW. 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, llevamos adelante nuestra estrategia de descarbonización, la cual implicó el desmantelamiento de 279 MW de capacidad de energía térmica de la red.

Desde 2022, nos embarcamos en una nueva fase de inversión para suministrar energía verde a grandes usuarios industriales bajo el marco de MATER. En este nuevo ciclo de crecimiento, hemos incorporado nuevos proyectos solares (Sierras de Ullum, Tocota III, Malargüe I y Anchoris) y eólicos (La Elbita). En los doce meses desde diciembre del 2024 hasta el 30 de septiembre de 2025, la generación de energía renovable representó el 92.4% de nuestra generación de energía total.

Los Principios de los Bonos Verdes de 2021 (“**GBP**”, por sus siglas en inglés) fueron formulados por la Asociación Internacional del Mercado de Capitales (“**ICMA**”). Los GBP son una guía de principios voluntarios para seguir las mejores prácticas a la hora de emitir Bonos Verdes. Los GBP promueven la transparencia, la divulgación de información, y la integridad en el desarrollo del mercado de Bonos Verdes. Asimismo, dado que Genneia es un emisor frecuente de Obligaciones Negociables, ha decidido elaborar el Marco para la Emisión de Financiamiento Verde para alinearse con los GBP, las Normas de la CNV y a la guía BYMA. Las Obligaciones Negociables serán emitidas dentro del citado Marco para la Emisión de Financiamiento Verde.

Hasta la fecha, el Comité de Finanzas Sostenibles de la compañía ha realizado la asignación de fondos netos por US\$861 millones de obligaciones negociables desde la instauración de su Marco de Financiamiento Verde, habiéndose financiado un total de 18 proyectos renovables. Para más información visitar la web de la compañía: <https://www.genneia.com.ar/ir>.



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

EJECUCIÓN DE SENTENCIAS EXTRANJERAS

La Sociedad está constituida bajo las leyes de Argentina. La mayoría de nuestros directores y todos nuestros funcionarios residen en Argentina. Además, todos o una parte sustancial de nuestros activos y los activos de nuestros directores y funcionarios se encuentran fuera de los Estados Unidos. Como resultado de ello, puede ser difícil o imposible para los inversores efectuar la notificación de un proceso dentro de los Estados Unidos a dichas personas o hacer cumplir sentencias contra la Sociedad, sus directores o funcionarios dictadas en los Estados Unidos u otros tribunales no argentinos.

Además, un tribunal argentino, en caso de que así lo interprete, no ordenará el embargo previo a la ejecución ni el embargo en apoyo de la ejecución sobre cualquier propiedad ubicada en Argentina y determinada por dichos tribunales como esencial para la prestación de un servicio público. Los activos relacionados con nuestro negocio de generación de energía generalmente se consideran parte de una actividad de interés general y, por lo tanto, el embargo sobre ellos no está restringido por ley. Sin embargo, si un tribunal argentino llegara a hacer tal determinación con respecto a cualquiera de nuestros activos, a menos que el gobierno argentino otorgue expresamente una renuncia, dichos activos no estarían sujetos a embargo, ejecución u otro proceso legal mientras la determinación esté vigente y, como resultado de ello, la capacidad de nuestros acreedores para hacer efectivo un fallo contra dichos activos podría verse afectada negativamente.

Hemos sido asesorados por nuestros abogados en Argentina, el estudio jurídico Bruchou & Funes de Rioja, que nos han indicado que existen dudas sobre si los tribunales de Argentina harían cumplir en todos los aspectos, en la misma medida y de manera tan oportuna como un tribunal de los Estados Unidos u otro tribunal no argentino, una acción original basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de títulos valores de los Estados Unidos u otras leyes de títulos valores no argentinas; y que la ejecutabilidad en los tribunales argentinos de sentencias de tribunales de los Estados Unidos u otros tribunales no argentinos basadas en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de títulos valores de los Estados Unidos u otras leyes de títulos valores no argentinas estará sujeta al cumplimiento de ciertos requisitos bajo ley argentina, incluyendo que cualquier sentencia de este tipo no viole el orden público argentino.

Nuestros asesores legales en Argentina también nos han informado que las sentencias de los tribunales de Estados Unidos por responsabilidades civiles basadas en las leyes federales de títulos valores de Estados Unidos pueden ser ejecutadas en Argentina, siempre que se cumplan los requisitos del artículo 517 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación Argentina (si se busca la ejecución ante los tribunales federales) de la siguiente manera: (i) la sentencia, que debe ser definitiva en la jurisdicción donde fue dictada, fue emitida por un tribunal competente de acuerdo con los principios argentinos sobre jurisdicción internacional y resultó de una acción personal, o de una acción in rem respecto de bienes muebles si dichos bienes fueron trasladados al territorio argentino durante o después del proceso de la acción extranjera, (ii) el demandado contra quien se busca la ejecución de la sentencia fue notificado personalmente y, de acuerdo con el debido proceso, se le dio la oportunidad de defenderse contra la acción extranjera, (iii) la sentencia debe ser válida en la jurisdicción donde fue dictada y cumplir con los requisitos de autenticidad según la ley argentina, (iv) la sentencia no debe violar los principios de orden público del derecho argentino, y (v) la sentencia no debe ser contraria a una sentencia anterior o simultánea de un tribunal argentino.

Sujeto al cumplimiento del Artículo 517 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación Argentina descrito anteriormente, una sentencia en contra de la Sociedad o en contra de las personas descritas anteriormente obtenida fuera de Argentina sería ejecutable en Argentina sin reconsiderar el fondo del asunto.

Hemos sido informados adicionalmente por nuestros asesores legales en Argentina que:

- Las acciones originales basadas en las leyes federales de títulos valores de los Estados Unidos pueden ser presentadas en los tribunales argentinos y que, sujeto a la ley aplicable, los tribunales argentinos pueden hacer cumplir las responsabilidades de dichas acciones contra nosotros, nuestros directores, nuestros funcionarios y los expertos mencionados en este Suplemento.
- La capacidad de un acreedor u otras personas para satisfacer una sentencia mediante el embargo de ciertos activos de la Sociedad está limitada por disposiciones de la ley argentina.



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

INFORMACIÓN DISPONIBLE

Estamos obligados a proporcionar periódicamente cierta información a la CNV, BYMA y A3 Mercados, como informes trimestrales y anuales y publicaciones de hechos relevantes. Todos estos informes y avisos están disponibles en el sitio web de la CNV (<http://www.argentina.gob.ar/cnv>), el sitio web de BYMA (<http://www.bolsar.com>) y el sitio web de A3 Mercados (<https://a3mercados.com.ar/>). Los documentos presentados ante la CNV, BYMA y A3 Mercados no forman parte de este Suplemento y no están incorporados por referencia en el mismo. Las direcciones web mencionadas en esta sección o en cualquier otra parte de este Suplemento y la información contenida en ellas no forman parte de este Suplemento y no están incorporadas por referencia en el mismo.



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este Suplemento 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, proyectos, 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 están basadas en expectativas y presunciones de la Emisora y no representan garantías de desempeño futuro. Si bien la Emisora considera que estas expectativas y presunciones son razonables, las declaraciones sobre hechos futuros están sujetas a diversos riesgos e incertidumbres, la mayoría de los cuales son difíciles de predecir y muchos de los cuales son ajenos al control de la Emisora. Al evaluar las declaraciones sobre hechos futuros, deberán considerarse los factores descritos en "Factores de Riesgo" y otras declaraciones precautorias incluidas en este Suplemento. 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

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 electricidad;
- niveles sostenidos de alta inflación en Argentina;
- fluctuaciones en los tipos de cambio, incluida una devaluación sostenida del Peso Argentino;
- 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 nuevos proyectos de generación de energía dentro de nuestra cartera de proyectos, de manera oportuna y conforme al presupuesto o, en su defecto, en absoluto;
- 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 en absoluto;
- la competencia en los mercados en la que opera la Emisora;
- limitaciones al transporte y distribución en la Argentina;
- nuestra capacidad para renovar o celebrar nuevos PPA (acuerdos de compraventa de energía) para la venta de capacidad y electricidad en condiciones favorables, o en su defecto, en absoluto;



- 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;
- la 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 Emisora de renovar o celebrar nuevos PPA para la venta de capacidad de generación y electricidad en términos favorables, o en lo absoluto;
- 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 Suplemento se refieren únicamente a la fecha del presente Suplemento 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 Suplemento.



PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRO TIPO DE INFORMACIÓN

Ciertas Definiciones

Las referencias a “nosotros”, “nuestro”, “Genneia” o la “Compañía” en este Suplemento se refieren, en conjunto, a Genneia S.A. y sus subsidiarias consolidadas. Las referencias al “Emisor” en este memorando de oferta se refieren a Genneia S.A., excluyendo sus subsidiarias consolidadas.

Ciertos términos en mayúscula utilizados en este memorando de oferta están definidos en el “Glosario de Términos”. Véase “Glosario de Términos” para conocer las definiciones de determinados términos empleados en este Suplemento.

Asimismo, el término “Estados Unidos” se refiere a los Estados Unidos de América, y el término “Argentina” se refiere a la República Argentina. Además, la expresión “gobierno de los EE. UU.” se refiere al gobierno federal de los Estados Unidos, y la expresión “gobierno argentino” se refiere al gobierno federal de la República Argentina.

Los términos contables tienen las definiciones establecidas en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Este Suplemento incluye la información financiera presentada en este documento ha sido obtenida de nuestros estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 y por los ejercicios finalizados en esas fechas, junto con sus notas correspondientes (conjuntamente, los “**Estados Financieros Auditados**”). Asimismo, este Suplemento incluye los estados financieros consolidados intermedios condensados al 30 de septiembre de 2025 y 2024 y por los períodos de nueve meses finalizados en esas fechas, junto con sus notas correspondientes (los “**Estados Financieros No Auditados**”, y junto con los Estados Financieros Auditados, los “**Estados Financieros**”).

Nuestros Estados Financieros Auditados fueron preparados de acuerdo con las NIIF de contabilidad emitidas por el IASB. Nuestros Estados Financieros No Auditados fueron preparados conforme a la Norma Internacional de Contabilidad N° 34 (“**NIC 34**”) “Información Financiera Intermedia”. Los resultados correspondientes al período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 no son necesariamente indicativos de los resultados que se esperan para el ejercicio completo a finalizar el 31 de diciembre de 2025. Nuestros Estados Financieros Auditados, para fines estatutarios, legales y regulatorios en la Argentina, son aquellos preparados en Pesos Argentinos, emitidos y presentados ante la CNV, y aprobados por nuestro Directorio.

La Compañía desarrolla su actividad en cuatro segmentos de negocio principales: (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 de gas natural y su capacidad de transporte. 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 reportable. Para obtener información adicional sobre nuestros segmentos, véase la nota 12 de nuestros Estados Financieros Auditados y la nota 9 de nuestros Estados Financieros No Auditados.

Los datos financieros históricos consolidados resumidos deben leerse en conjunto con la “*Nota Especial sobre Medidas Financieras no presentadas de acuerdo con las NIIF*”, nuestros Estados Financieros Auditados y nuestros Estados Financieros No Auditados, incluidos en otras secciones de este Suplemento.

Asimismo, se informa al público inversor que la Sociedad ha presentado una solicitud de registración ante la SEC de



acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Títulos Valores. Dicha solicitud de registración incluye, entre otra documentación, un formulario F-1 en términos sustancialmente similares a este Suplemento, salvo -entre otras- porque en éste se incluye información financiera que difiere de la presentada en este Suplemento, toda vez que dicha información surge de (i) estados financieros consolidados de los ejercicios cerrados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, presentados en forma comparativa, preparados en idioma inglés y de acuerdo con las NIIF según lo emitido por IASB, y presentados en la moneda funcional de la Sociedad, es decir Dólar Estadounidense; y (ii) estados financieros intermedios condensados consolidados de la Sociedad por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 30 de junio de 2024, presentados en forma comparativa, preparados en idioma inglés y de acuerdo con las NIIF según lo emitido por IASB, y presentados en la moneda funcional de la Sociedad, Dólar Estadounidense; todos ellos específicamente preparados para dicha presentación, y autorizados por el Directorio de la Sociedad con fecha 3 de octubre de 2025.

Nota Especial sobre Medidas Financieras no presentadas de acuerdo con las NIIF

En este Suplemento presentamos ciertas medidas financieras no NIIF, que no están reconocidas bajo las NIIF. Una medida financiera no NIIF se define generalmente como aquella que pretende medir el desempeño financiero pero excluye o incluye importes que no serían ajustados de esa manera en la medida más comparable bajo NIIF.

Las medidas financieras no NIIF no tienen significados estandarizados y pueden no ser directamente comparables con medidas de igual denominación adoptadas por otras compañías. Las medidas financieras no NIIF presentadas aquí son utilizadas por nuestra administración para la toma de decisiones y para evaluar nuestro desempeño financiero y operativo, generar planes operativos futuros y tomar decisiones estratégicas respecto a la asignación de capital. Las medidas no NIIF presentadas en este documento tienen limitaciones como herramientas analíticas, y no deben considerarse de manera aislada ni como sustitutos del análisis de nuestros resultados operativos presentados de acuerdo con las NIIF. Además, nuestros cálculos de medidas no financieras NIIF pueden diferir de los cálculos utilizados por otras compañías, incluyendo nuestros competidores y, por lo tanto, nuestras medidas pueden no ser comparables con las de otras compañías.

Específicamente, presentamos:

- EBITDA Ajustado;
- Margen de EBITDA Ajustado;
- EBITDA Ajustado por Segmento;
- Deuda Neta Ajustada;
- Relación Deuda Neta Ajustada a EBITDA Ajustado;
- EBITDA Ajustado de Negocios Conjuntos; y
- EBITDA Ajustado incluyendo Negocios Conjuntos.

Medidas Consolidadas que no son NIIF

Nuestro EBITDA Ajustado se ha calculado excluyendo de nuestra ganancia (pérdida) neta consolidada de cada período/ejercicio: (i) ingresos financieros; (ii) gastos financieros; (iii) otros ingresos (gastos) financieros, neto; (iv) impuesto a las ganancias; (v) depreciación de propiedades, planta y equipo y amortización de activos intangibles; (vi) ganancia por venta de equipos de generación; (vii) pérdida por baja en cuentas de propiedades, planta y equipo (resultante de disposiciones de activos fijos y proyectos discontinuados relacionados con capacidad de interconexión de transmisión); (viii) recupero de seguros; (ix) otros (gastos) ganancias no recurrentes; y (x) ingresos (pérdidas) de Negocios Conjuntos (que incluyen nuestra participación en los resultados netos de Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos y Vientos de Necochea).

Nuestro Margen de EBITDA Ajustado se ha calculado como el EBITDA Ajustado dividido por los ingresos del período/ejercicio.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Nuestro EBITDA Ajustado por Segmento se ha calculado para cada uno de nuestros segmentos excluyendo del resultado del segmento correspondiente a cada año o período: (i) la depreciación de propiedades, planta y equipo y la amortización de activos intangibles; (ii) la ganancia por venta de equipos de generación; (iii) la pérdida por baja de propiedades, planta y equipo (derivada de la disposición de activos fijos y de proyectos discontinuados relacionados con la capacidad de interconexión de transmisión); (iv) los recuperos de seguros; (v) otros (gastos) ingresos no recurrentes; y (vi) la participación en los resultados de Negocios Conjuntos (negocios conjuntos), que incluye nuestra participación en los resultados netos de Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos y Vientos de Necochea. Los otros (gastos) ingresos no recurrentes comprenden transacciones fuera del curso ordinario de los negocios, claramente identificables y relacionadas con eventos específicos. En particular, incluyen ganancias no recurrentes por venta de equipos de generación, recuperos de seguros por montos superiores a los gastos realizados, gastos derivados de un acuerdo excepcional con un proveedor para determinar obligaciones por una multa, y la venta de repuestos vinculados a turbinas vendidas y sus costos asociados.

Calculamos nuestra Deuda Neta Ajustada como la suma del endeudamiento financiero corriente y no corriente, neto de efectivo y equivalentes de efectivo, e inversiones en activos financieros (incluyendo bonos del gobierno y fondos comunes de inversión) al cierre de cada ejercicio o período.

La Relación de Deuda Neta Ajustada a EBITDA Ajustado se calcula dividiendo la Deuda Neta Ajustada al cierre del ejercicio por el EBITDA Ajustado correspondiente a dicho ejercicio.

Nuestra dirección considera que la divulgación de EBITDA Ajustado, Margen de EBITDA Ajustado y EBITDA Ajustado por Segmento brinda información complementaria útil a los inversionistas y analistas financieros para analizar los resultados operativos básicos y la situación financiera de la Compañía. Estas medidas financieras no NIIF se presentan con el fin de ampliar la comprensión general de los inversionistas sobre nuestro desempeño financiero actual y las perspectivas futuras. En particular, creemos que estas medidas proporcionan información útil tanto para la gerencia como para los inversionistas al excluir ciertos gastos, ganancias y pérdidas que pueden no reflejar nuestros resultados operativos fundamentales ni nuestra visión de negocios. Los cálculos de nuestras medidas financieras no IFRS presentadas en este documento (incluyendo el EBITDA Ajustado y la Deuda Neta Ajustada) pueden diferir de los cálculos de medidas con títulos similares en otros contextos, incluidos los cálculos realizados conforme a los convenios de las Obligaciones Negociables descritos en “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”.

Asimismo, nuestra Deuda Neta Ajustada y el Ratio Deuda Neta Ajustada/EBITDA Ajustado son indicadores relevantes para los inversionistas, ya que ofrecen una visión clara sobre el apalancamiento financiero y el nivel de endeudamiento general de la Compañía.

Medidas No NIIF que Incluyen Negocios Conjuntos

En nuestro estado consolidado de resultados integrales, los resultados de nuestros tres negocios conjuntos (Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos y Vientos de Necochea) se contabilizan aplicando el método de la participación bajo la línea “(pérdida) ganancia de Negocios Conjuntos”, e incluyen los efectos netos de depreciación, ingresos (gastos) financieros, deterioro de activos e impuesto a las ganancias. No controlamos las sociedades bajo la modalidad de *negocios conjuntos* no consolidadas. Dado que consideramos que la presentación de los resultados de nuestros negocios conjuntos bajo el método de participación no refleja el desempeño operativo de estos negocios de manera consistente con nuestras métricas no NIIF, también presentamos el EBITDA Ajustado de Negocios Conjuntos y el EBITDA Ajustado incluyendo Negocios Conjuntos.

Consideramos que esta presentación permite una mejor comprensión del desempeño de las negocios conjuntos, en línea con nuestras medidas consolidadas no NIIF. No obstante, multiplicar cada línea de los estados financieros de

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

las negocios conjuntos por nuestro respectivo porcentaje de participación y sumar esos montos a los consolidados puede no reflejar de manera precisa las implicancias legales y económicas de mantener una participación no controlante.

Nuestro EBITDA Ajustado de Negocios Conjuntos se ha calculado excluyendo de nuestro resultado consolidado del ejercicio o período: (i) la depreciación de propiedades, planta y equipo; (ii) los ingresos (gastos) financieros, netos; (iii) el impuesto a las ganancias; y (iv) las pérdidas por deterioro de propiedades, planta y equipo, en cada caso considerando nuestra participación accionaria en dichas Negocios Conjuntos.

Nuestro EBITDA Ajustado incluyendo Negocios Conjuntos se calcula como la suma del EBITDA Ajustado consolidado (que excluye la participación en Negocios Conjuntos) más el EBITDA Ajustado de Negocios Conjuntos del ejercicio o período.

Nuestra gerencia considera que la divulgación del EBITDA Ajustado de Negocios Conjuntos y del EBITDA Ajustado incluyendo Negocios Conjuntos puede brindar información complementaria útil a los inversionistas y analistas financieros en su análisis de nuestros resultados operativos principales y de nuestra situación financiera. Estas medidas financieras no NIIF se presentan con el fin de ampliar la comprensión general de los inversionistas sobre nuestro desempeño financiero actual y nuestras perspectivas futuras. En particular, creemos que estas medidas financieras no NIIF proporcionan información útil tanto para la gerencia como para los inversionistas, al excluir determinados gastos, ganancias y pérdidas que, según corresponda, pueden no reflejar nuestros resultados operativos fundamentales ni nuestra proyección de negocio. A su vez, consideramos que la presentación de estas métricas permite una mejor comprensión de los resultados de nuestras Negocios Conjuntos, de manera consistente con nuestros resultados consolidados.

Estas medidas financieras no NIIF pueden no ser comparables con otras medidas de denominación similar utilizadas por otras compañías y presentan limitaciones como herramientas de análisis. No deben considerarse de forma aislada ni como un sustituto del análisis de nuestros resultados operativos según NIIF. Las medidas financieras no NIIF, incluidas las presentadas en este Suplemento, no constituyen mediciones de desempeño o liquidez bajo las NIIF y no deben considerarse como una alternativa al resultado operativo, beneficio neto u otras medidas de desempeño derivadas conforme a las NIIF, ni como una alternativa a los flujos de efectivo de actividades operativas, de inversión o de financiación.

Información UDM

El resultado neto, los ingresos y ciertos porcentajes basados en los ingresos se presentan para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 (la “**Información UDM**”). Calculamos esta información UDM como la suma de los datos correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2024, más los del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, menos los del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024. Las cifras informadas bajo el concepto de UDM pueden diferir de las presentadas en las tablas debido a redondeos.

Moneda Funcional y de Presentación

Salvo que se indique lo contrario, las referencias en el presente a “*Dólares Estadounidenses*”, “*dólares*”, “*dólares estadounidenses*”, “*\$*”, “*US\$*” o “*U.S.\$*” corresponden a Dólares de los Estados Unidos, la moneda legal de los Estados Unidos, y las referencias a “*Pesos*”, “*pesos*”, “*Pesos Argentinos*” o “*Ps.*” corresponden a pesos, la moneda legal de la República Argentina. Llevamos nuestros libros y registros en dólares estadounidenses, que constituyen nuestra moneda funcional.

Nuestros Estados Financieros incluidos en este Suplemento se presentan en Pesos. De acuerdo con las NIIF, las



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

transacciones en monedas distintas de nuestra moneda funcional (Dólar Estadounidense) se reconocen en nuestros Estados Financieros al tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción. Al cierre de cada período/ejercicio, los activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas del Dólar Estadounidense se convierten a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio vigente en esa fecha. Las ganancias y pérdidas por diferencias de cambio en partidas monetarias se reconocen en resultados en el período en que se generan. Las diferencias de conversión generadas al convertir las cifras en dólares estadounidenses (moneda funcional) a Pesos (moneda de presentación) son registradas en el patrimonio, dentro de la partida “*Otros resultados integrales*”. Véanse las notas 3.1 y 3.2 de nuestros Estados Financieros Auditados. Véase también “*Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—Las fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar negativamente a la economía argentina y, en consecuencia, a nuestra situación financiera y resultados operativos*” y “*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios*”.

Redondeo

Ciertas cifras (incluidos porcentajes) incluidas en este Suplemento han sido redondeadas para facilitar su presentación. Las cifras porcentuales y los totales incluidos en este Suplemento, en algunos casos, se han calculado sobre la base de dichas cifras antes del redondeo. Por esta razón, ciertos porcentajes y totales en este Suplemento pueden diferir de los obtenidos al realizar los mismos cálculos utilizando las cifras de nuestros Estados Financieros, y las cifras mostradas como totales en algunas tablas pueden no ser una suma aritmética exacta de las demás cifras de la tabla.

Datos de Mercado e Industria

Los datos de mercado y otra información estadística utilizada en este Suplemento se basan en datos recabados por y obtenidos del Ministerio de Economía, el ex Ministerio de Energía, la Secretaría de Energía, el INDEC, el BCRA, CAMMESA, el ENRE, el ENARGAS, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico de Brasil (ONS), el Coordinador Eléctrico Nacional de Chile (CEN) y el Banco Mundial, entre otras fuentes. Ciertos datos también se basan en nuestras propias estimaciones, derivadas de la revisión de encuestas internas y de fuentes independientes. Si bien creemos que estas fuentes son confiables, no hemos verificado de manera independiente la información y no podemos garantizar su exactitud o integridad.

De manera similar, las encuestas internas de la Compañía, las proyecciones de la industria y los estudios de mercado, que consideramos confiables en base al conocimiento de la industria por parte de la gerencia, no han sido verificados por fuentes independientes. Las proyecciones son especialmente propensas a ser inexactas, especialmente a largo plazo. Además, desconocemos los supuestos utilizados en la preparación de las proyecciones de la industria citadas. Véase “*Declaraciones sobre hechos futuros*”.

Las publicaciones de la industria, publicaciones gubernamentales y otras fuentes de mercado, incluidas las mencionadas anteriormente, generalmente afirman que la información que incluyen ha sido obtenida de fuentes consideradas confiables, pero que no se garantiza la exactitud ni la integridad de dicha información. No tenemos motivos para creer que cualquiera de estos datos o informes sea inexacto en algún aspecto material y creemos y actuamos como si fueran confiables. Ni nosotros, ni los Colocadores Internacionales, ni los Colocadores Locales, ni sus respectivos agentes, la han verificado de manera independiente y está sujeta a cambios en función de diversos factores, incluidos los analizados en la sección titulada “*Factores de Riesgo*”. Las estimaciones de datos de mercado e industria se basan en modelos estadísticos, supuestos clave y muestras de datos limitadas, y los datos reales de mercado e industria pueden diferir significativamente de los datos estimados. Además, los datos que recopilamos internamente y nuestras estimaciones no han sido verificados por una fuente independiente. La información derivada del conocimiento de la gerencia y de nuestra experiencia se presenta de buena fe y de manera razonable. Salvo que se indique lo contrario en este Suplemento, ninguna de las publicaciones, informes u otras fuentes de la industria mencionadas en este Suplemento fue encargada por nosotros ni preparada a nuestro pedido. Salvo que se indique lo contrario en este Suplemento, no hemos solicitado ni obtenido el consentimiento de ninguna de estas fuentes para incluir dichos datos de mercado en este Suplemento.

Marcas Registradas y Nombres Comerciales

Somos titulares o poseemos derechos sobre marcas registradas, marcas de servicio y nombres comerciales que utilizamos en la operación de nuestro negocio, incluyendo nuestro nombre corporativo, logotipos y nombres de sitios web. Otras marcas registradas, marcas de servicio y nombres comerciales que aparecen en este Suplemento son propiedad de sus respectivos titulares. Únicamente por conveniencia, algunas de las marcas registradas, marcas de servicio y nombres comerciales mencionados en este Suplemento se presentan sin los símbolos ® y TM, pero haremos valer, en la máxima medida permitida por la ley aplicable, nuestros derechos sobre nuestras marcas registradas, marcas de servicio y nombres comerciales

Para mayor información, véase la sección “IX. *Antecedentes Financieros*” del Prospecto.



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Alstom	Alstom Argentina S.A.
ARCA	Agencia de Recaudación y Control Aduanero (<i>ex Administración Federal de Ingresos Públicos o AFIP</i>).
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.
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 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 y la nota 4 (h) de los Estados Financieros No Auditados.
deuda 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 y la nota 4 (h) de los Estados Financieros No 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 y la nota 4 (h) a los Estados Financieros No 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 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 y modificado por la Resolución N° 1/2019, la Resolución N° 31/2020 (la cual tuvo efectos a partir del 1 de febrero de 2020), y sucesivas Resoluciones.

factor de 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.
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.
Km	Kilómetros
kV	Kilovoltios.
kW y kWh	Kilowatts y kilowatts por hora, respectivamente.
Ley de Bases	Ley 27.742 de principios 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) 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 51 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 programada de 150 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, 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.
nostros y nuestro	Genneia S.A. y sus subsidiarias.
Parque eólico Loma Blanca IV o Loma Blanca IV	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).
Parques Eólicos Madryn	Madryn I y Madryn II, conjuntamente.
Parque Eólico Trelew	Actual denominación comercial del parque eólico Loma Blanca IV, con una capacidad instalada de 51 MW y ubicado en las cercanías de la Ciudad de Trelew, Provincia del Chubut, propiedad de la Sociedad.
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.



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

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.
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 400/2025	Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía de la Nación, 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 que se indique lo contrario, las estadísticas incluidas en este Suplemento relativas a las plantas de generación de energía eléctrica se expresan en MW, en el caso de la capacidad instalada de dichas plantas de generación, y en GWh, en el caso de la producción total de energía eléctrica de dichas plantas. Un GW equivale a 1.000 MW y un MW equivale a 1.000 kW. Las estadísticas relativas a la producción anual total de electricidad se expresan en GWh y se basan en un año de 8.760 horas.



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

RESUMEN

Este resumen presenta información seleccionada que se encuentra en otras secciones de este memorando de oferta respecto de nuestro negocio y de esta emisión. No es completo y no contiene toda la información que usted podría considerar importante para tomar una decisión de inversión. Por lo tanto, se recomienda leer detenidamente todo el memorando de oferta, incluyendo en particular las secciones tituladas “Factores de Riesgo”, “Antecedentes Financieros”, “Factores de Riesgo”, “Información Adicional” y “Descripción del sector en que se desarrolla su actividad” y “Información sobre la Emisora” del Prospecto, así como los Estados Financieros y sus notas incluidas en este Suplemento. Algunas de las declaraciones contenidas en este Suplemento constituyen declaraciones prospectivas, las cuales implican riesgos e incertidumbres. Nuestros resultados reales podrían diferir sustancialmente de los anticipados en dichas declaraciones prospectivas como consecuencia de ciertos factores, incluyendo aquellos analizados en la sección “Factores de Riesgo” y en otras partes de este memorando de oferta. Véase “Declaraciones sobre Hechos Futuros.”

Introducción

Genneia es la principal plataforma de energía renovable de la Argentina, y opera los activos eólicos y solares de mayor escala del país, complementados con capacidad térmica localizada en forma estratégica. A la fecha de este Suplemento, la Compañía posee y opera una capacidad instalada bruta total de 1.799 MW, que incluye la capacidad instalada total de nuestros negocios conjuntos, incluyendo 1.436 MW provenientes de fuentes renovables (eólica y solar) y 363 MW de generación térmica. Esta cifra incluye el proyecto solar Anchoris de 180 MW, que alcanzó COD en agosto de 2025. Al 30 de septiembre de 2025, la Compañía operaba aproximadamente el 21% de la capacidad instalada eólica y solar de la Argentina, según datos de CAMMESA. En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, los ingresos ascendieron a Ps. 322.993 millones, la ganancia neta a Ps. 89.609 millones y el EBITDA Ajustado con participaciones en Negocios Conjuntos a Ps. 235.713.

El modelo de negocios de la Compañía se basa en un enfoque disciplinado que se centra en “desarrollar para operar”, aprovechando su capacidad interna de originación de proyectos, una gestión rigurosa de la construcción y operaciones avanzadas basadas en análisis de datos. Casi la totalidad de los ingresos de la Compañía se generan a partir de PPAs de largo plazo denominados en dólares estadounidenses, que incluyen contratos con CAMMESA (en el marco del programa RenovAr y la Resolución N° 202/2016) y con grandes usuarios privados bajo el régimen del MATER. A la fecha de este Suplemento, contamos con un pipeline de activos de energía renovable no convencional de 1.314 MW enfocado en generación eólica y solar con capacidad existente de interconexión a la red, y con sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Esta cartera incluye 349 MW en construcción (proyectos San Rafael, San Juan Sur y Lincoln & Junín), 215 MW listos para construir (proyectos BESS Maschwitz y Hucalito) y 750 MW en desarrollo (proyectos Mendoza Sur y Catamarca). La Compañía define como activos de generación renovable no convencional a aquellos activos de generación que utilizan los siguientes recursos naturales para generar energía: solar, eólica, biogás, biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (de menos de 50 MW).

La misión de la Compañía es proveer energía eléctrica confiable y sustentable a los principales consumidores de energía de la Argentina, mediante el desarrollo, la construcción y la operación de activos de alta eficiencia y bajo impacto ambiental. Desde 2017, la Compañía ha invertido aproximadamente US\$1.600 millones, incorporando 1.277 MW de nueva capacidad renovable desarrollada por Genneia. Su trayectoria demuestra la entrega de proyectos en tiempo y forma de acuerdo al presupuesto, incluso durante contextos macroeconómicos desafiantes, respaldado por contratos de compraventa de energía sólidos, relaciones sólidas con fabricantes globales de equipos

originales (“OEM”, por sus siglas en inglés) y prestamistas, y por un Centro de Control y Operaciones (“CECO”) centralizado que permite el mantenimiento predictivo y la optimización en tiempo real.

La cartera de la Compañía se concentra en los corredores de energías renovables más atractivos de la Argentina: la región sur de la Patagonia y el sudeste de Buenos Aires para proyectos eólicos, y las provincias de San Juan y Mendoza en el noroeste para proyectos solares, con centrales térmicas de generación pico cercanas a los principales centros de demanda para contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico. A la fecha de este Suplemento, la Compañía posee en construcción dos proyectos solares de gran escala (San Rafael y San Juan Sur, con una capacidad total de 180 MW y 129 MW, respectivamente) y dos proyectos solares de menor escala (Junín y Lincoln, con una capacidad total de 20 MW cada uno), junto con una cartera de proyectos adicionales.

Marcos regulatorios que respaldan los flujos de fondos contractuales de la Compañía. El programa RenovAr y la Resolución N° 202/2016 contemplan PPA de largo plazo denominados en dólares estadounidenses con CAMMESA, respaldados por el FODER y, en el caso de determinadas centrales, por garantías del Banco Mundial/BIRF. El régimen del MATER permite la celebración de PPA directos con grandes usuarios privados y la asignación de capacidad de interconexión de transporte (denominada “prioridad de despacho” en la normativa del sector eléctrico argentino), incluyendo mecanismos para la ampliación del sistema de transporte conforme a la Resolución N° 360/2023 (tal como se define más adelante). La prioridad de despacho en Argentina es una figura regulatoria y operativa que otorga a un proyecto de generación de energía a partir del uso de un recurso natural no almacenable (hidráulico a partir del agua de un río, eólico, solar, entre otros) un acceso preferente y prioritario a la capacidad de interconexión dentro de la red eléctrica nacional, por sobre otras tecnologías de generación. Este concepto de capacidad de interconexión de transporte se aplica a las centrales que operan bajo el marco del MATER, la Resolución N° 202/2016, GENREN y RenovAr. A diferencia de otros mercados, esta figura no se vincula con curvas de despacho económico ni con el despacho basado en costos marginales, sino que funciona como un sistema de reserva de capacidad de transporte, asegurando que los proyectos con capacidad de interconexión de transporte puedan inyectar energía a la red una vez que entran en operación. Los regímenes del programa RenovAr, la Resolución N° 202/2016, GENREN y MATER, que otorgan a la Compañía prioridad de despacho para la mayor parte de la capacidad instalada de sus activos que operan bajo estos regímenes, constituyen la base de su portafolio contractual resiliente denominado en dólares y sustentan su crecimiento continuo, en un contexto en el que los grandes usuarios privados buscan reducir sus costos de suministro energético y cumplir con los objetivos de abastecimiento renovable establecidos por la Ley N° 27.191, que exige a los consumidores industriales y grandes usuarios comerciales abastecer al menos el 20% de su consumo anual de energía eléctrica a partir de fuentes renovables para fines de 2025.

Oportunidades de mercado

La Compañía considera que la Argentina representa una de las oportunidades de inversión más atractivas a nivel mundial en materia de energías renovables. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la Argentina es el tercer mercado energético más grande de América del Sur en términos de capacidad instalada al año al 31 de diciembre de 2024, lo que convierte a su sector eléctrico en un ámbito tanto relevante en tamaño como estratégicamente importante. Sin embargo, a pesar de la magnitud de sus recursos naturales y de contar con condiciones eólicas y solares de primera clase, la penetración de las energías renovables no convencionales en la matriz energética argentina continúa siendo de las más bajas a nivel mundial.

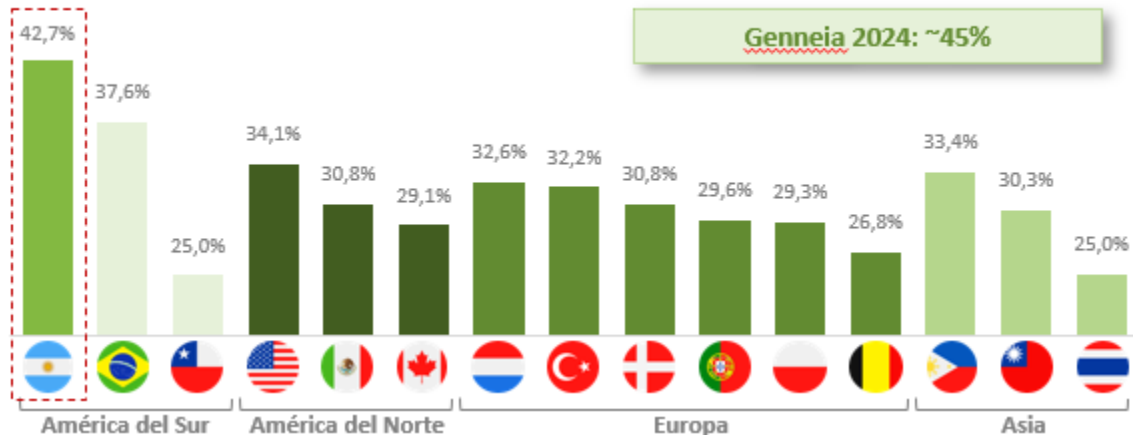
De acuerdo con CAMMESA, las energías renovables no convencionales, que comprenden la generación eólica, solar,

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

de biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y biogás, representaban únicamente el 17% de la capacidad instalada total de la Argentina al mes de octubre de 2025. En comparación, las tasas de penetración ascendían a 43% en Chile y 32% en Brasil en 2024, según el Energy Institute, lo que evidencia un margen de crecimiento significativo. Esta oportunidad se ve potenciada por la excelente calidad de los recursos del país: los proyectos eólicos y solares en la Argentina alcanzaron factores de capacidad promedio ponderados del 42,7% y del 26,0%, respectivamente, ubicándose entre los más altos del mundo en 2024, según el Energy Institute. En comparación, durante 2024, el portafolio de activos eólicos y portafolio de activos solares de Genneia alcanzaron factores de capacidad ponderados del 44,7% y del 26,7%, respectivamente. Estos indicadores se traducen en una economía de proyectos altamente competitiva y en rendimientos predecibles a largo plazo.

Los gráficos a continuación reflejan los factores de capacidad eólicos y solares por región:

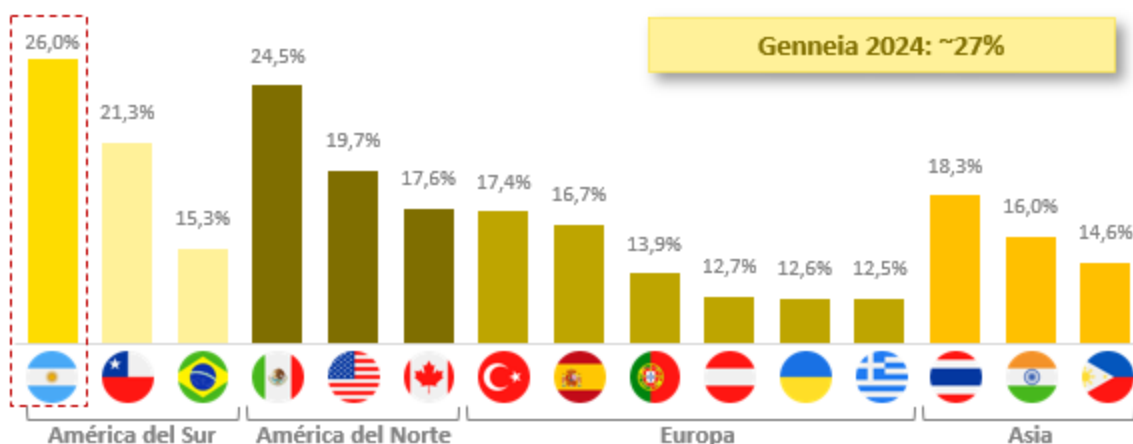
Factores de capacidad eólicos en 2024



Fuente: Energy Institute.

Factores de capacidad solar en 2024

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.



Fuente: Energy Institute.

Las tecnologías solar y eólica presentan el menor costo nivelado de energía (“LCOE”, por sus siglas en inglés) a nivel mundial, según el informe de Lazard, y constituyen asimismo las fuentes no convencionales más eficientes en términos de costos en la Argentina, de acuerdo con la Secretaría de Energía, lo que respalda aún más la propuesta de inversión de Genneia. El LCOE es un indicador que se emplea para comparar el costo de la energía generada por distintas tecnologías de generación eléctrica, en el que también se incorporan factores como las capacidades de ingeniería interna, el monitoreo del desempeño operativo y una estrategia financiera eficiente.

El sector de energías renovables cuenta también con el respaldo de marcos regulatorios sólidos y mecanismos de mercado que incluyen contratos de abastecimiento de largo plazo bajo los programas RenovAr y del MATER, la asignación de prioridad de despacho para proyectos renovables y una regulación en evolución orientada a facilitar la integración de la generación renovable al sistema y la ampliación del transporte eléctrico. A medida que la electrificación se acelera en distintos sectores —impulsada por la minería, productores de gas y petróleo, los centros de datos y el crecimiento industrial, junto con la transición energética en curso—, se espera que las fuentes de energía renovables capten una proporción cada vez mayor de la demanda energética de Argentina.

La Argentina también presenta márgenes de reserva energética ajustados, medidos en función de la capacidad instalada disponible y los picos de demanda, del 6,8% al año 2024, según CAMMESA, lo que significa que el margen de oferta disponible frente a eventuales incrementos en la demanda pico es limitado. La combinación de estos factores genera una necesidad urgente de seguir ampliando la capacidad instalada de generación de energía eléctrica del país en el corto plazo.

En síntesis, la Compañía considera que la Argentina ofrece una convergencia única de escala, calidad de recursos, competitividad de costos y políticas de respaldo, configurando una oportunidad de mercado significativa a largo plazo para Genneia y sus grupos de interés.

Portafolio de activos

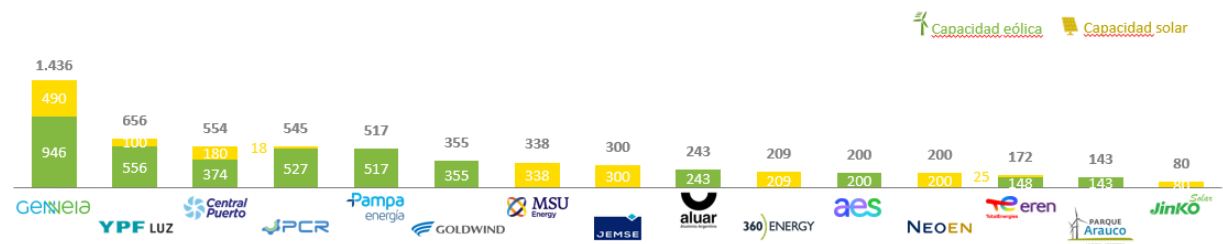
El portafolio de la Compañía está conformado por activos eólicos y solares de escala nacional, complementados con capacidad térmica ubicada en forma estratégica. A la fecha de este Suplemento, la Compañía posee y opera una capacidad instalada bruta total de 1.799 MW, integrada por 1.436 MW de fuentes renovables (eólica y solar) y 363 MW de generación térmica. Los activos renovables de la Compañía se concentran en cuencas con recursos naturales privilegiados: generación eólica onshore en la Patagonia y el sudeste (provincias de Chubut, Río Negro y Buenos Aires) y generación solar fotovoltaica en San Juan y Mendoza; mientras que las centrales térmicas ubicadas en Buenos Aires y Tucumán contribuyen a atender la demanda pico y sostener la confiabilidad del sistema. Esta estrategia, combinada con equipamiento moderno, contratos de operación y mantenimiento plurianuales con OEM y monitoreo centralizado a través del CECO, sustenta altos niveles de disponibilidad y factores de capacidad atractivos, lo que se traduce en flujos de fondos contractuales estables a lo largo de los distintos ciclos.

El liderazgo de Genneia en el sector de generación eléctrica renovable de la Argentina se evidencia no solo por su capacidad instalada total en fuentes renovables (más del doble que la del segundo operador más importante), sino también por su posición de liderazgo en las dos principales tecnologías de generación: eólica y solar. La Compañía ocupa el primer lugar en términos de capacidad instalada tanto en generación eólica como en generación solar.

El gráfico a continuación presenta las 15 principales empresas de generación renovable de la Argentina, clasificadas según su capacidad instalada combinada de generación eólica y solar.



Ranking de Compañías Generadoras de Energías Renovables en Argentina por Capacidad Instalada (MW)



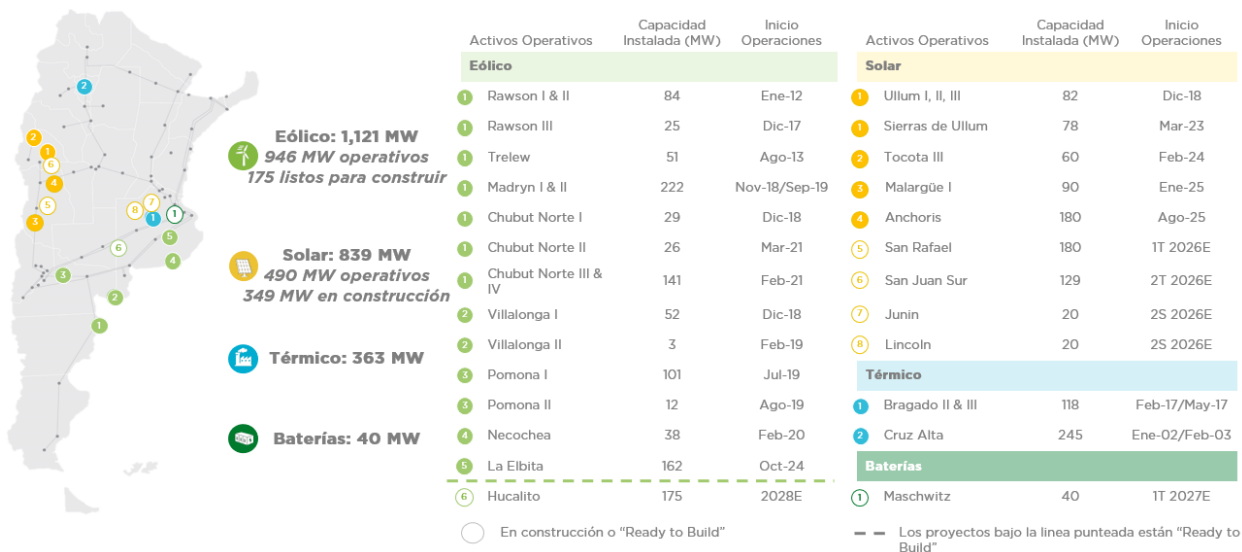
Fuente: CAMMESA

Considera únicamente la capacidad instalada eólica y solar, que constituyen las tecnologías renovables no convencionales más relevantes de Argentina.

Datos en MW al 30 de septiembre de 2025.

El mapa y el gráfico que se presentan a continuación muestran la ubicación y cierta información relevante sobre los activos de la Compañía:

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



La capacidad instalada total por tecnología, que se muestra a la derecha del mapa de la Argentina, incluye los proyectos actualmente en construcción y los proyectos listos para construir, representados en el mapa con relleno blanco. La línea punteada en la tabla separa los proyectos en operación y en construcción de los proyectos listos para construir de cada tecnología (excepto en el caso de los sistemas BESS que solo cuentan con un proyecto actualmente listo para construir). Necochea, Chubut Norte III y Chubut Norte IV son negocios conjuntos, en los cuales Genneia posee participaciones del 50 %, 51 % y 51 %, respectivamente.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

La filosofía de desarrollo de la Compañía consiste en originar proyectos financiables y llevarlos adelante hasta su COD en el tiempo y dentro del presupuesto previsto, alineando la selección de la tecnología, la interconexión y las estructuras de compraventa de energía con las condiciones reales de los recursos y de la red eléctrica. En el marco del régimen del MATER, la Compañía integra la prioridad de despacho y la estrategia de desempate en la selección y el orden de secuencia de los nodos. Los proyectos solares, actualmente en construcción, reflejan esta filosofía: cada uno fue diseñado en función de la prioridad de despacho disponible y prevista, así como de la demanda privada de compra de energía, con un cronograma de construcción en consonancia con los hitos de la cadena de suministro y de interconexión.

La cartera y el conjunto de proyectos en desarrollo de la Compañía se clasifican del siguiente modo:

- **Activos operativos:** proyectos que, a la fecha de este Suplemento, han alcanzado su COD.
- **Activos en construcción:** proyectos que ya obtuvieron todos los permisos y el financiamiento necesarios y se encuentran actualmente en construcción.
- **Activos listos para construir:** proyectos que cuentan con todos los permisos requeridos, diseño definitivo, prioridad de despacho asegurada, se encuentran en negociaciones avanzadas respecto del financiamiento y están completamente preparados para iniciar la construcción física, sujetos únicamente a la aprobación formal del Directorio.
- **Activos en desarrollo:** proyectos en distintas etapas de desarrollo que se espera alcancen la decisión final de inversión dentro de los 13 a 24 meses siguientes a la fecha de este Suplemento, sujetos a la obtención de prioridad de despacho y/o a la visibilidad sobre el financiamiento.

Además, dado nuestro modelo de negocio, también tenemos proyectos en etapas muy tempranas de desarrollo y prospección que se extienden más allá del horizonte de 24 meses para la decisión final de inversión. La ejecución y finalización de la cartera de proyectos de la Compañía dependen de diversos factores, algunos de los cuales son ajenos a nuestro control. Entre ellos se incluyen la obtención definitiva de permisos, la obtención del financiamiento, la asignación de prioridad de despacho, la obtención de derechos sobre los terrenos y las aprobaciones internas, entre otros.

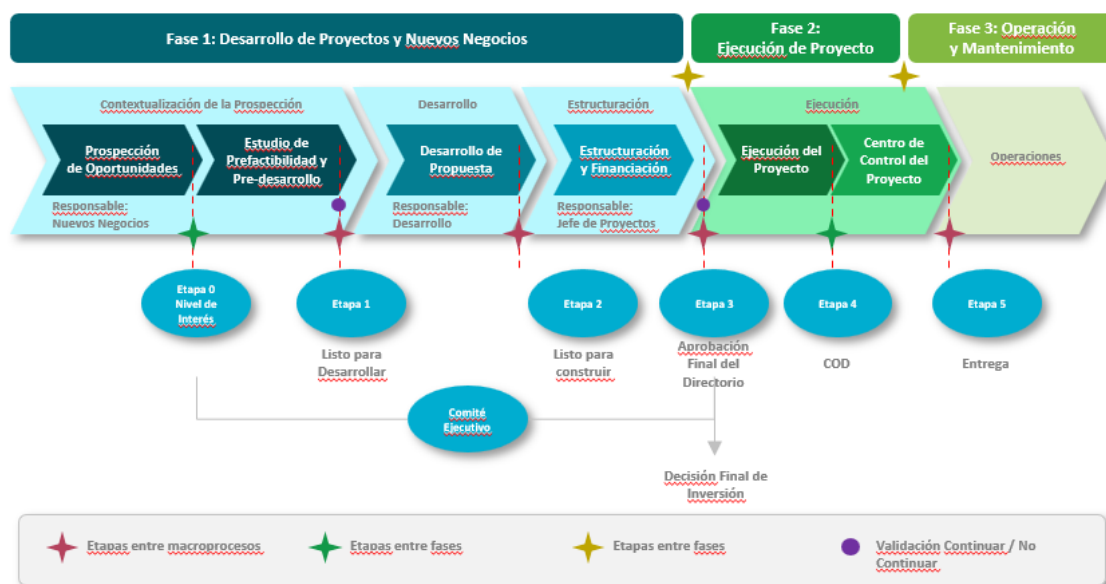
Modelo de negocio y propuesta de valor

Genneia es una compañía generadora independiente de energía integrada, que desarrolla, posee y opera proyectos de generación eléctrica, participando así en todos los aspectos de la generación de energía. Su propuesta de valor consiste en generar flujos de fondos contractuales a largo plazo, denominados en dólares estadounidenses, respaldados por activos de recursos de alta calidad y una ejecución comprobada. Esto se traduce en márgenes operativos estables y eficiencia de capital a lo largo de la vida útil de los activos.



El gráfico a continuación muestra el proceso de desarrollo de la Compañía:

Proceso integral del ciclo “Desarrollar para Operar” de Genneia



Ciclo de vida del proyecto. La Compañía gestiona el ciclo completo de sus proyectos, desde la etapa de originación hasta las operaciones

- 1. Prospección y control del emplazamiento.** La Compañía realiza mediciones eólicas y solares extensivas de varios años, utilizando tanto torres meteorológicas en el lugar de emplazamiento como datos satelitales. Esto le permite caracterizar con precisión la calidad del recurso, optimizar la selección de sitios y maximizar el rendimiento energético. Su equipo interno utiliza herramientas avanzadas de modelado y validación externa para garantizar evaluaciones de recursos sólidas y financiadas. Además, prioriza nodos de interconexión con bajo riesgo de limitaciones de despacho y asegura terrenos mediante acuerdos de usufructo o arrendamiento a largo plazo. La Compañía evalúa asimismo oportunidades asignación de prioridad de despacho bajo el marco del régimen del MATER y, cuando corresponde, posibles trazados asociados al transporte reconocidos por la Resolución N° 360/202
- 2. Adquisición de terrenos.** Las relaciones y negociaciones tempranas con los propietarios de terrenos es un pilar de la estrategia de la Compañía. Se asegura acuerdos de usufructo o arrendamiento a largo plazo para los emplazamientos prioritarios, con frecuencia años antes del desarrollo, para garantizar el acceso a las mejores ubicaciones de recursos y nodos de interconexión. Su equipo de gestión de terrenos maneja todos los aspectos de los estudios de títulos, permisos y relaciones con partes interesadas para minimizar riesgos en la ejecución de los proyectos.
- 3. Desarrollo y permisos.** El proceso de obtención de permisos de la Compañía está en consonancia con las mejores prácticas internacionales, incluidos los estándares de desempeño de la Corporación Financiera

Internacional (“CFI”) y requisitos de instituciones financieras de desarrollo (“IFD”) y agencias de crédito a la exportación (“ACE”), incluyendo el Plan de Acción Ambiental y Social (“PAAS”), planes de biodiversidad y de participación de partes interesadas. La Compañía realiza evaluaciones integrales de impactos ambientales y sociales, asegura la obtención de todos los permisos de construcción y operación necesarios, e implementa sólidos planes de compromiso con la comunidad para garantizar apoyo local y el cumplimiento regulatorio.

4. **Transmisión e interconexión.** La Compañía prioriza emplazamientos con acceso favorable a la red eléctrica nacional, luego de realizar estudios detallados de interconexión y de interactuar proactivamente con los operadores de transporte. Cuando es necesario, invierte en subestaciones o líneas cortas de conexión para habilitar capacidad adicional, aprovechando marcos regulatorios como la Resolución N° 360/2023 para asegurar la asignación de prioridad de despacho y mitigar riesgos de limitación de despacho. Un ejemplo de esto es la ampliación de la subestación Puerto Madryn-Transener, construida junto a un socio para asegurar la interconexión de su parque eólico Madryn.
5. **Estrategia comercial y compra de energía (off-take).** La Compañía persigue acuerdos de compraventa financieros a través de PPA en el marco del MATER con grandes usuarios privados, respaldados por prioridad de despacho. En el pasado, también persiguió PPA con CAMMESA en el marco de los programas RenovAr/la Resolución 202/2016, respaldados por el FODER y, en ciertos casos, por garantías del Banco Mundial, aunque estas oportunidades concluyeron con la última licitación del programa RenovAr (Ronda 3) en 2019. Su estrategia contractual diversifica plazos y mecanismos de precio (denominados en dólares estadounidenses) para equilibrar la duración y el crédito.
6. **Financiamiento.** La Compañía combina financiamiento de proyectos sin recurso a nivel del vehículo de propósito específico (“VPE”) con líneas de crédito corporativas y acceso a los mercados de capitales locales. Desde 2017 ha accedido de manera recurrente a mercados de deuda internacionales y locales y ha asegurado préstamos a largo plazo con IFD y ACE.
7. **Construcción.** La Compañía lleva a cabo procesos competitivos de ingeniería, adquisiciones y construcción (“EPC”, por sus siglas en inglés) y de abastecimiento de OEM, estandariza plataformas de turbinas eólicas y solares fotovoltaicas (“FV”) para captar economías de escala y aplica controles estrictos de cronogramas y costos. Todos los proyectos principales se ejecutan mediante su gestión interna de EPC con el apoyo de OEM y contratistas líderes de la industria de energías renovables y del mercado argentino. Sus plataformas estandarizadas y su rigurosa gestión contractual aseguran entregas a tiempo y dentro del presupuesto previsto, respaldadas por garantías de cumplimiento de los OEM y acuerdos de daños líquidos y determinados estándar de la industria. Cuenta con equipos asignados a la gestión de proyectos que supervisan todos los aspectos de la construcción, desde obras civiles hasta conexión a la red y puesta en servicio. La Compañía implementa protocolos de monitoreo en tiempo real y aseguramiento de calidad para garantizar que cada activo cumpla los objetivos de rendimiento y confiabilidad o los supere.
8. **Operaciones y optimización.** El CECO de Genneia opera las 24 horas, los 7 días de la semana, con visibilidad en tiempo real mediante sistemas de control y adquisición de datos (“SCADA”) en todos sus activos, permitiendo (i) mantenimiento predictivo, (ii) gestión de limitaciones de despacho y redistribución, (iii) seguimiento de disponibilidad en relación con los umbrales de los Acuerdos de Nivel de Servicio (“SLA”) de los OEM, y (iv) optimización del rendimiento energético mediante estrategias de mitigación de pérdidas por

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

estela, alineación de las turbinas con la dirección del viento (*yaw*) y recorte (*clipping*) de inversores. La Compañía implementa acuerdos de servicio y disponibilidad a largo plazo con Vestas, Nordex y Goldwind, que incluyen compromisos de disponibilidad del 97-98% para los dos primeros, y del 90% para Goldwind, según el contrato.

9. **Inversión durante el ciclo de vida y repotenciación.** La Compañía prevé realizar reemplazos de componentes principales y posibles repotenciaciones después de 10 a 15 años, dependiendo de la tecnología, el régimen de recursos y los incentivos de *off-take*. En el caso de parques solares, evalúa la necesidad de calibración o reemplazo de sensores meteorológicos por obsolescencia o degradación. Sus sistemas de control han evolucionado con la sofisticación de algoritmos para optimizar el seguimiento solar, la robustez en la estabilidad del voltaje de suministro y las características de seguridad.

Fortalezas competitivas

Plataforma líder de energías renovables en Argentina con trayectoria comprobada

Es el mayor generador independiente de energía enfocado en fuentes renovables en Argentina, en términos de capacidad instalada en fuentes eólicas y solares según CAMMESA al 30 de septiembre de 2025. La Compañía cuenta con más de 1,4 GW de capacidad renovable en operación a la fecha de este Suplemento, incluyendo su activo más reciente en alcanzar la COD, Anchoris, además de más de 349 MW en construcción (proyectos San Rafael, San Juan Sur y Lincoln & Junín) y 215 MW adicionales de capacidad de generación listos para construir (proyectos BESS Maschwitz y Hucalito) a la fecha de este Suplemento. La Compañía ha participado activamente en todos los programas relevantes lanzados por el gobierno argentino relacionados con proyectos de energías renovables no convencionales, desde la primera licitación vinculada a energías renovables bajo el programa GENREN, según el Decreto N° 562/2009, hasta las licitaciones del MATER en curso, que se realizan trimestralmente, reflejando su liderazgo en la transición energética del país. Desde 2017, se han invertido más de US\$1.600 millones para transformar a Genneia de un pequeño generador térmico en el líder indiscutido de energías renovables en Argentina, entregando la mayoría de los proyectos en tiempo y forma dentro del presupuesto previsto y de manera sostenida, y escalando su plataforma mediante asignación disciplinada de capital y excelencia técnica. Su modelo de crecimiento ha sido probado y comprobado a través de múltiples ciclos de volatilidad sectorial y desafíos macroeconómicos, demostrando resiliencia y adaptabilidad. La Compañía ha consolidado su liderazgo mediante un modelo de desarrollo integrado, aprovechando la generación de proyectos propios, capacidades avanzadas de gestión de la construcción y 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 primera clase, con los factores de capacidad promedio ponderados más altos del mundo para ambas tecnologías en 2024 según el informe “*Statistical Review of World Energy*” para 2024 del Energy Institute. Los márgenes de reserva ajustados y los fuertes impulsores de la demanda del país, respaldados por una base industrial en crecimiento y la electrificación de la minería, el petróleo y el gas, dan apoyo a un desarrollo adicional significativo de energías renovables. Esto se ve reforzado por las tecnologías de generación eólica y solar, que presentan los LCOE más bajos tanto a nivel mundial como local en comparación con otras tecnologías, según el estudio LCOE+ de Lazard al mes de junio de 2025 y datos de la Secretaría de Energía de la Nación, respectivamente. La cartera de Genneia está estratégicamente posicionada para capturar esta oportunidad, con una presencia de primer nivel en seis provincias,

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

incluyendo el corredor eólico de la Patagonia y el clúster solar Cuyo/NOA. Los activos eólicos alcanzan factores de carga con una probabilidad mínima del 50% (“P50”) en el rango de 39-54%, y los solares se encuentran en regiones con algunos de los valores más altos de irradiancia directa normal (“IDN”) del mundo. Esta ventaja en recursos, combinada con la capacidad comprobada de asegurar prioridad de despacho, respalda la superioridad de su rentabilidad por unidad y sus perspectivas de crecimiento.

Modelo de negocio altamente predecible con flujos de fondos predominantes en dólares estadounidenses

El modelo de negocio de la Compañía se sustenta en PPA de largo plazo denominados en dólares estadounidenses, que proporcionan flujos de caja estables y predecibles con una exposición mínima al riesgo de precios de mercado. Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, aproximadamente el 96% de los ingresos de Genneia estuvieron denominados en dólares estadounidenses y alrededor del 94% de los ingresos están vinculados a PPA, con un plazo promedio ponderado restante de aproximadamente nueve años. La cartera de la Compañía está equilibrada entre contratos bajo el programa RenovAr a largo plazo con CAMMESA (generalmente 20 años, todos con el respaldo crediticio del fondo fiduciario FODER y tres de ellos también con garantías del Banco Mundial) y PPA con clientes privados corporativos del MATER (generalmente de 5 a 10 años, con compradores industriales). Los precios bajo estos contratos se han mantenido estables, aproximadamente entre US\$59/MWh y US\$61/MWh en promedio en contratos bilaterales celebrados entre generadores y grandes corporaciones, y la exposición a mercado spot es mínima por diseño. La estrategia contractual bajo el MATER se complementa con una base de clientes diversificada, que incluye a más de 65 grandes usuarios industriales, y un perfil de crédito sólido. Para el período de nueve finalizado el 30 de septiembre de 2025, el 25% de los ingresos se derivó de contratos en el marco del MATER y del programa RenovAr. Los compradores en el marco del MATER son contrapartes privadas, que incluyen subsidiarias de multinacionales, mientras que CAMMESA es el único comprador de los contratos bajo el programa RenovAr y la Resolución N° 202/2016, respaldados por el FODER y, en ciertos casos, por garantías del Banco Mundial. Estos últimos representaron el 45% de los ingresos de la Compañía en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, y a dicha fecha tenían un plazo promedio ponderado restante de aproximadamente 14 años, mientras que los ingresos asociados a contratos del MATER representaron el 25% de los ingresos en el mismo período, con un plazo promedio ponderado restante de aproximadamente 6 años. Asimismo, los ingresos asociados a contratos con CAMMESA sin respaldo del FODER ni garantías del Banco Mundial representaron el 28% de los ingresos de la Compañía durante el período de los últimos doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, con un plazo promedio ponderado de aproximadamente 2 años a dicha fecha. Otros ingresos asociados con CAMMESA en el marco del programa Energía Base de CAMMESA, sin fecha de vencimiento, representaron el 4% de los ingresos de la Compañía para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025. Los ingresos de los negocios conjuntos de la Compañía que operan parques eólicos se derivan en un 100% de contratos bajo el programa RenovAr, con CAMMESA como comprador y respaldados por el fondo fiduciario FODER.

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

Genneia cuenta con un plan de crecimiento claro y ejecutable, con más de 1.314 MW de nueva capacidad de generación y almacenamiento asegurados para interconexión a la fecha de este memorando de oferta. Esta cifra incluye 349 MW en construcción (proyectos San Rafael, San Juan Sur y Lincoln & Junín), 215 MW listos para construir (proyectos BESS Maschwitz y Hucalito) y 750 MW en desarrollo (proyectos Mendoza Sur y Catamarca). Para nuestra capacidad en construcción, esperamos que estos proyectos alcancen su operación comercial durante la primer mitad



de 2026, mientras que para la capacidad lista para construir prevemos que el proyecto BESS Maschwitz inicie su operación comercial durante el primer trimestre de 2027. Nuestro plan base es incorporar entre 250 y 300 MW de nueva capacidad por año, manteniendo nuestra estructura de capital y niveles de apalancamiento actuales, con potencial adicional derivado de las oportunidades de transmisión creadas por la Resolución 360/2023, bajo el marco MATER.

Nuestro plan de crecimiento está diseñado para ser flexible, lo que nos permite acelerar o posponer proyectos en función de las condiciones del mercado, los desarrollos regulatorios y la disponibilidad de capital.

Asignación eficiente de capital con disciplina financiera

El marco de asignación de capital de la Compañía se rige por una rigurosa disciplina de Flujo de Fondos Descontados ("FFD"), la selección de proyectos en función de su TIR y una secuencia de desarrollo basada en la disponibilidad de interconexión. La Compañía evalúa los proyectos considerando la calidad del recurso, los costos y plazos de interconexión, el plazo y la solidez crediticia de los PPA, la complejidad del gasto de capital y su alineación con el portafolio existente. La Compañía mantiene una estructura de financiamiento prudente, aprovechando líneas de crédito de IFD y ACE, emisiones de bonos locales e internacionales y deuda a nivel de proyecto, con el fin de optimizar su costo de capital. Su historial como emisor frecuente y su reconocida trayectoria en financiamiento verde en los mercados local e internacional le otorgan un probado acceso al mercado de capitales. Asimismo, el objetivo de endeudamiento neto consolidado de largo plazo de 3,0x garantiza flexibilidad y resiliencia en su estructura financiera. La Compañía escalona los vencimientos de deuda, mantiene reservas de liquidez y estructura endeudamientos sin recurso a nivel de proyecto cuando ello resulta conveniente, respaldando así una gestión disciplinada del endeudamiento y del crecimiento. Así, la Compañía ha logrado ampliar su capacidad instalada durante la última década manteniendo su objetivo de endeudamiento neto consolidado.

Un equipo de dirección altamente experimentado responsable de conducir el salto transformador de las energías renovables en Argentina durante la última década

El equipo de alta dirección de Genneia posee una amplia experiencia en el sector y un historial pionero en la adopción y consolidación de los marcos regulatorios de energías renovables en la Argentina. Con extensa trayectoria en el mercado eléctrico argentino, y con un promedio de más de 17 años de experiencia en la industria, abarcando generación térmica y renovable, financiamiento de proyectos y participación a nivel regulatorio, el equipo de liderazgo de la Compañía ha demostrado capacidad para ejecutar proyectos en tiempo y forma dentro del presupuesto establecido, operar eficientemente en contextos desafiantes y mantener sólidos estándares de gobierno corporativo y cumplimiento normativo. El Directorio y los patrocinadores han brindado respaldo financiero y continuidad a lo largo de diversos ciclos de inversión, garantizando la alineación con las mejores prácticas ambientales, sociales y de gobernanza (ESG, tal como se define más adelante en este Prospecto) y con los intereses de sus grupos de interés.

Estrategia

La estrategia de crecimiento de Genneia se sustenta en un enfoque disciplinado con múltiples pilares, que combina su liderazgo de mercado, experiencia técnica y solidez financiera para generar una expansión sostenida y de valor agregado en el sector de energías renovables en la Argentina. El plan estratégico se estructura en los siguientes pilares, diseñados para reforzar las ventajas competitivas de la Compañía y posicionarla para un crecimiento



sostenible a largo plazo en un entorno de mercado dinámico:

Crecimiento disciplinado y asignación de capital

El enfoque de crecimiento de la Compañía se basa en un marco riguroso de asignación de capital sustentado en datos, que prioriza la creación de valor y la mitigación de riesgos en cada etapa del ciclo de vida del proyecto. La Compañía apunta al desarrollo de entre 250 y 300 MW anuales de nueva capacidad eólica y/o solar, ritmo que se encuentra respaldado por su actual estructura de capital, niveles de apalancamiento y relaciones de financiamiento diversificadas. Este ritmo de desarrollo de la capacidad instalada podría acelerarse en función de la disponibilidad de capital adicional. Cada decisión de inversión se rige por una estricta disciplina de FFD, evaluando y secuenciando los proyectos en base a un conjunto integral de criterios: calidad del recurso, costo y oportunidad de interconexión, plazos y solvencia crediticia de los PPA, la complejidad de la inversión de capital, y la adecuación al portafolio en general.

El plan de financiamiento de la Compañía se encuentra deliberadamente diversificado, combinando recursos de IFD y ACE, bonos locales e internacionales y deuda a nivel de proyecto. Su condición de emisor frecuente y su trayectoria en financiamiento verde le garantizan un acceso comprobado al capital, mientras que su gestión prudente de las obligaciones financieras, escalonando vencimientos, manteniendo colchones de liquidez y estructurando deuda sin recurso a nivel del proyecto cuando resulta conveniente, favorece un crecimiento disciplinado y minimiza el riesgo de refinanciación.

Calidad contractual y enfoque de mercado

Uno de los pilares fundamentales de la estrategia de la Compañía es la búsqueda sistemática de PPA de largo plazo, en dólares estadounidenses y con contrapartes de sólida calificación crediticia, en el marco del régimen del MATER, con una base diversificada de clientes de sectores industriales, minería y del sector de hidrocarburos, así como contratos de abastecimiento con CAMMESA. Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, los ingresos vinculados a CAMMESA representaron el 72% de la base total de ingresos de la Compañía, de los cuales aproximadamente un 45% se encuentran respaldados por el fondo fiduciario FODER, un 15% corresponden al programa GENREN y alrededor del 13% derivan de remuneraciones de generación térmica (Energía Base y Resolución N° 21/2016). La arquitectura comercial de la Compañía bajo el régimen del MATER está diseñada para minimizar la exposición al mercado spot por política, asegurando que la gran mayoría de los ingresos estén respaldados por contratos estables y predecibles con contrapartes de reconocida solvencia.

La Compañía ha desarrollado además una sólida cartera crediticia, que incluye cartas de crédito y pagos anticipados de energía, con el fin de fortalecer la capacidad de financiación de sus contratos y mitigar el riesgo de contraparte. A medida que el mercado argentino continúa evolucionando, la Compañía se encuentra bien posicionada para captar la demanda incremental de nuevos sectores, como la minería y electrificación del petróleo y gas, ofreciendo soluciones a medida que combinan generación renovable con capacidad de transporte y almacenamiento.

La estrategia de contratación de la Compañía es dinámica y con visión de futuro: la Compañía renueva sistemáticamente sus contratos a medida que se acercan sus vencimientos, mantiene un diálogo activo con clientes y futuros clientes, y monitorea de manera continua las tendencias de mercado para anticiparse a cambios en la demanda. Para 2028, tras el vencimiento de los PPA de Bragado II y III, la Compañía prevé que la mayor parte de su volumen estará respaldado por contratos bajo los programas RenovAr y del MATER, con una exposición de sus

ingresos al mercado spot que se mantendrá en niveles mínimos por diseño.

Inversiones estratégicas en la infraestructura de transporte para habilitar capacidad de generación

La Compañía ha asegurado interconexión para 564 MW de activos en construcción o listos para construir. En el marco de su plan de crecimiento de mediano y largo plazo, un acelerador clave consiste en la posibilidad de desarrollar capacidad renovable adicional mediante inversiones selectivas en infraestructura de transporte, conforme a lo dispuesto por la Resolución N° 360/2023 en el ámbito del régimen del MATER. En la Argentina, la limitada disponibilidad de capacidad de transporte en los corredores con mayores recursos constituye un cuello de botella crítico para el desarrollo de nuevos proyectos de energías renovables. La estrategia de Genneia es participar proactivamente en las licitaciones del MATER en las que pueda obtenerse prioridad de despacho sin inversiones asociadas a generación, manteniéndose estratégicamente abierta a invertir en ampliaciones de subestaciones, líneas cortas de conexión y otras obras de mejora de la red que aumenten la capacidad nodal, permitiendo así convertir el pipeline latente en megavatios entregables.

Estas inversiones están sujetas a las mismas metas estrictas de FFD y disciplina de control de contingencias que los proyectos de generación de la Compañía y son supervisadas por el equipo de ingeniería interno. Al desarrollar selectivamente infraestructura de transporte, la Compañía puede reservar capacidad adicional para proyectos de Genneia con uso prioritario durante cinco años, generando una ventaja competitiva sustancial y habilitando la captura de valor en múltiples proyectos en nodos estratégicos. Este enfoque no solo acelera el crecimiento de la Compañía, sino que también contribuye a la mayor modernización y resiliencia del sistema eléctrico argentino. Un ejemplo de ello es la ampliación de la subestación Puerto Madryn-Transener, construida junto con un socio para asegurar la interconexión del parque eólico Madryn. La obra se ejecutó en un plazo de 30 meses, con COD en septiembre de 2019. Esta inversión adicional en la ampliación de una subestación de 500kV permitió incorporar 420 MW adicionales de capacidad para Genneia y su socio.

Liderazgo en tecnología y flexibilidad estratégica

Si bien el foco principal de la Compañía continúa siendo la generación eólica y solar, Genneia mantiene su compromiso con el liderazgo en la adopción tecnológica y la excelencia operativa. La Compañía se encuentra explorando en forma activa oportunidades para la instalación de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) junto a sus activos renovables, la participación en licitaciones de almacenamiento y el desarrollo de proyectos híbridos que incrementen la flexibilidad de la red y la capacidad de financiación de los PPA. La reciente adjudicación de 40 MW para el proyecto Maschwitz, en el marco de la primera licitación de sistemas BESS en la Argentina, demuestra la capacidad de la Compañía para innovar y adaptarse a las necesidades cambiantes del mercado energético.

Asimismo, la Compañía mantiene una flexibilidad estratégica para llevar adelante adquisiciones selectivas, generadoras de valor y basadas en FFD, siempre que dichas operaciones complementen su crecimiento orgánico, aporten sinergias operativas o permitan capturar valor estratégico, ya sea a través de la consolidación de polos eólicos, la integración de activos existentes (*brownfield*) o la adquisición de proyectos con PPA atractivos o posiciones nodales atractivas.

Excelencia en ESG y gobierno corporativo



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

El crecimiento disciplinado de la Compañía se apoya en estándares de ESG y gobierno corporativo de nivel internacional, en línea con los requisitos de las IFD y ACE. Genneia adhiere a los más altos estándares internacionales de referencia, incluidos los estándares de desempeño de la CFI y a las directrices ambientales, de salud, y de seguridad del Grupo del Banco Mundial (“EHS”, por sus siglas en inglés), y sostiene prácticas de gobernanza robustas, con una supervisión activa del Directorio y funciones de auditoría, cumplimiento y legales integradas en toda la organización.

Sus patrocinadores han brindado respaldo financiero y continuidad a lo largo de diversos ciclos de inversión, asegurando la alineación con las mejores prácticas internacionales en materia de ESG y grupos de interés conforme a los estándares de la CFI. La Compañía incorpora consideraciones relativas a los ejes ESG en todas las etapas del ciclo de vida de los proyectos, desde la selección del emplazamiento y las relaciones con la comunidad, hasta la construcción, operación y desmantelamiento, lo que le permite obtener respaldo recurrente de los principales prestamistas e inversionistas internacionales, y desarrollar proyectos financiables y sostenibles.

Desarrollos Recientes

Adjudicación del sistema de almacenamiento de energía eléctrica en baterías BESS – Proyecto BESS Maschwitz

El 29 de agosto del 2025, la Compañía ha resultado adjudicataria de un proyecto de almacenamiento de energía eléctrica en baterías de 40 MW (*Battery Energy Storage System* – “BESS”) en la Provincia de Buenos Aires (el “Proyecto BESS Maschwitz”). El Proyecto BESS Maschwitz tiene por objeto fortalecer la confiabilidad del sistema de distribución durante los períodos de mayor demanda, particularmente en los meses de verano (esto es, de diciembre a marzo). El proyecto operará bajo un contrato de quince años celebrado con Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (Edenor S.A.), con garantías de pago otorgadas por CAMMESA. El precio promedio adjudicado para este proyecto asciende a US\$12.303 por MW/mes. La inversión estimada es de aproximadamente US\$35 millones, previéndose el inicio de la operación comercial durante el primer trimestre de 2027.

Desarrollo de los proyectos solares Lincoln y Junín

Asimismo, en octubre de 2025, la Sociedad decidió avanzar con la construcción de dos proyectos solares de generación distribuida (los proyectos Lincoln y Junín). Ambos proyectos, adjudicados en 2023, cuentan con una capacidad instalada de 20 MW cada uno y están destinados a brindar una solución eficiente y competitiva para reemplazar la generación térmica forzada de alto costo en sus respectivos nodos. Cada adjudicación implica la celebración de contratos de compraventa de energía (PPA) a quince años con CAMMESA, en el marco del programa RenMDI, a un precio promedio de aproximadamente US\$72/MWh. La inversión total estimada asciende a US\$40 millones, y se espera que la operación comercial comience durante el segundo semestre de 2026.

Participación en el Proceso de Licitación de los Complejos Hidroeléctricos del Comahue

El 7 de noviembre de 2025, Genneia, junto con Aluar e Hidroeléctrica Futaleufú, participó en el proceso de licitación pública lanzado por el Gobierno argentino para la privatización y concesión por 30 años de cuatro importantes complejos hidroeléctricos ubicados en la región del Comahue (Alicurá, El Chocón–Arroyito, Piedra del Águila y Cerros Colorados–Planicie Banderita), que en conjunto representan aproximadamente el 15% de la generación eléctrica de Argentina. Esta iniciativa forma parte del plan más amplio del Gobierno argentino para promover la inversión privada, la eficiencia y la competitividad en el sector hidroeléctrico nacional. Se espera que el proceso concluya con la adjudicación de las concesiones hacia fines del año 2025.



Memorando de Entendimiento con Sur Energy y OpenAI

En octubre de 2025, la Sociedad firmó un memorando de entendimiento con Sur Energy para el suministro de energía renovable a Stargate Argentina, el proyecto de infraestructura de inteligencia artificial a gran escala anunciado conjuntamente por Sur Energy y OpenAI. Este proyecto contempla el desarrollo de una instalación de 500 MW alimentada con energía limpia y busca posicionar a la Argentina como un centro regional de infraestructura para IA. A través de esta colaboración, Genneia se encuentra evaluando la manera más eficaz de apoyar el desarrollo de este proyecto estratégico y tecnológico, que impulsa la innovación y la sostenibilidad a nivel nacional.

Modificaciones al MEM

El 20 de octubre de 2025, mediante la Resolución 400/2025, la Secretaría de Energía 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. Este marco regulatorio establece un proceso transitorio alineado con los objetivos de la Ley N.º 24.065 y del Decreto N.º 450/2025, incluyendo la categorización de la demanda, la clasificación de las unidades de generación como “Generación Asignada”, “Generación Spot” y “Nueva Generación”, así como la implementación de esquemas específicos de remuneración por energía, potencia y servicios de confiabilidad. Asimismo, introduce mecanismos de gestión de combustibles, contratación en el mercado a término y precios estacionales.

La regulación establece que la demanda estacionalizada de los Distribuidores del MEM deberá ser abastecida principalmente por la Generación Asignada, la cual incluye los contratos de suministro vigentes, la generación bajo administración estatal, la generación hidroeléctrica nacional, la generación nuclear y las importaciones centralizadas. Para cubrir eventuales déficits, los Distribuidores deberán adquirir energía ya sea en el Mercado Spot o en el Mercado a Término. En este contexto, los Distribuidores se encuentran expresamente autorizados a celebrar contratos de compraventa de energía con Generadores o Autogeneradores dentro del MEM, tanto en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) como en el recién creado Mercado a Término de Energía (MATE), a fin de cubrir al menos el 75% de su demanda estacionalizada. Dichos contratos podrán ser libremente negociados entre las partes, incluyendo condiciones, precios y prioridades de asignación. Adicionalmente, se crea un Mercado a Término de Potencia (MATP), que permite a los Grandes Usuarios y distribuidores contratar respaldo físico de capacidad bajo condiciones horarias, con el objeto de mejorar la confiabilidad del suministro.

Con el fin de garantizar el abastecimiento futuro del MEM, una vez al año CAMMESA deberá evaluar un escenario a tres años. En caso de ser necesario, la Secretaría de Energía podrá convocar a licitaciones para la construcción de nuevos proyectos de generación. Los contratos de energía y potencia celebrados por los distribuidores bajo esas licitaciones podrán, durante el período de transición, contar con garantías de pago emitidas por CAMMESA, siempre que el distribuidor no registre deudas pendientes con el MEM y cumpla con los requisitos establecidos por la Secretaría de Energía. La regulación instruye al Organismo Encargado del Despacho (CAMMESA) a elaborar los procedimientos técnicos y administrativos necesarios para su implementación, y faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a dictar las normas complementarias y aclaratorias correspondientes.

Resumen de Factores de Riesgo

Una inversión en nuestras Acciones está sujeta a una serie de riesgos, incluidos riesgos relacionados con nuestro negocio y nuestra industria, riesgos relacionados con la Argentina y riesgos relacionados con esta oferta, nuestras Acciones y nuestros ADS. Véase la información bajo “Factores de Riesgo” para una descripción más detallada de estos y otros riesgos. A continuación, se resume los principales riesgos que enfrentamos:

- Es posible que no podamos desarrollar nuevos proyectos de generación de energía en nuestra cartera de



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

manera oportuna, dentro del presupuesto, o en absoluto, debido a factores fuera de nuestro control.

- Es posible que no podamos renovar PPAs ni celebrar nuevos en términos favorables, y los PPAs pueden ser modificados o rescindidos de manera unilateral.
- Invertir en una economía emergente como la argentina conlleva riesgos inherentes, incluidos inestabilidad política, social y económica, alta inflación, devaluación de la moneda, controles de cambio, intervención gubernamental, falta de seguridad jurídica, debilidad institucional, corrupción y conflictos geopolíticos.
- Los controles de cambio y las restricciones a los flujos de capital podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina y nuestra situación financiera y resultados de operaciones.
- La persistente alta inflación en Argentina y las fluctuaciones en el valor del peso argentino han tenido y pueden continuar teniendo efectos adversos en la economía argentina y en nuestro negocio.
- Operamos en un sector energético altamente regulado sujeto a cambios en las regulaciones y controles gubernamentales, y nuestros resultados operativos pueden verse afectados adversamente por cambios regulatorios y políticos.
- Vendemos la mayor parte de nuestra energía a CAMMESA, y los pagos pueden estar sujetos a demoras, que en algunos casos han superado los 100 (cien) días. En el pasado, los pagos también han incluido bonos gubernamentales descontados.
- Nuestra capacidad para operar parques eólicos y solares de manera rentable depende en gran medida de condiciones climáticas adecuadas, y recursos por debajo de lo esperado darían lugar a una menor producción de electricidad.
- Dependemos de instalaciones de transmisión y distribución de terceros, y una infraestructura inadecuada puede afectar negativamente nuestra capacidad para vender y entregar electricidad.
- El mercado argentino de generación eléctrica es altamente competitivo.
- El mercado energético está sujeto a cambios tecnológicos que podrían conducir a cambios estructurales del mercado, y no adaptarse podría afectar materialmente nuestra posición financiera.
- Los riesgos y dificultades operativas pueden limitar nuestra capacidad de generar electricidad, lo que podría afectar significativa y adversamente nuestra situación financiera y resultados de operaciones.
- La demanda de electricidad es sensible a presiones inflacionarias y recesivas, y las recientes medidas gubernamentales para reducir subsidios podrían disminuir la demanda de la energía que generamos.
- Nuestras operaciones están sujetas a extensas regulaciones ambientales, de salud y seguridad que requieren gastos significativos, y el incumplimiento puede resultar en multas, litigios prolongados o cierres de instalaciones.
- Nuestro negocio requiere importantes gastos de capital, y nuestra capacidad de financiamiento depende



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

de factores que incluyen las condiciones de los mercados globales y las condiciones macroeconómicas de Argentina.

- Registramos un historial de capital de trabajo negativo a pesar de flujos de caja positivos, y nuestra capacidad para mantener la rentabilidad depende de refinanciar deuda de corto plazo y acceder a financiamiento adicional.
- Podría resultar difícil hacer efectivos reclamos de responsabilidad civil contra nosotros o contra nuestros directores y funcionarios, dado que, según lo señalado por nuestros asesores legales en Argentina, existen dudas respecto de la aplicabilidad y ejecutabilidad de las leyes federales de valores de los Estados Unidos ante los tribunales argentinos.

Información de Contacto

Nuestras oficinas principales se encuentran en Nicolás Repetto 3676, 3er Piso, Olivos (1636), Provincia de Buenos Aires, Argentina. Nuestro número de teléfono es +54 (11) 6090-3200, nuestro número de fax es +54 (11) 6090-3201 y nuestro correo electrónico es investors@genneia.com.ar. Nuestro sitio web es www.genneia.com.ar. La información contenida en nuestro sitio web o vinculada al mismo no forma parte de este Suplemento.



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

Emisora:	GENNEIA S.A.
Descripción:	Obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), no subordinadas, con garantía común, sin recurso limitado, y sin garantía de terceros, emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y demás normas vigentes.
Clase:	XLIX.
Moneda de Denominación y Pago:	Las Obligaciones Negociables estarán denominadas y serán pagaderas en Dólares.
Moneda de Suscripción e Integración:	Dólares, en el exterior
Denominaciones Mínimas:	Las Obligaciones Negociables se emitirán en denominaciones mínimas de US\$1.000 y en múltiplos enteros de US\$1.000 por encima de esa suma.
Valor Nominal:	El valor nominal de las Obligaciones Negociables será de hasta US\$300.000.000, ampliable por un valor nominal de hasta US\$500.000.000. El valor nominal de las Obligaciones Negociables total a ser efectivamente emitido será informado mediante el Aviso de Resultados.
Fecha de Emisión y Liquidación:	Será informada en el Aviso de Resultados.
Fecha de Adjudicación	Será la fecha que se informe en el Aviso de Suscripción, con posterioridad a la Fecha de Cierre del Registro, en la que la Emisora, con el asesoramiento de los Colocadores y de los Compradores Iniciales, determinará el monto de Obligaciones Negociables a emitir, basándose en las Manifestaciones de Interés recibidas y de acuerdo con el procedimiento de formación de libro (la “ Fecha de Adjudicación ”). Para más información véase la sección “ <i>Plan de Distribución</i> ” del presente Suplemento de Prospecto.
Modificación, Reducción, Suspensión y/o Prórroga	El Período de la Oferta y/o la Fecha de Adjudicación pueden ser modificados, reducidos, suspendidos o extendidos antes de la expiración del plazo original, mediante aviso dado por los mismos medios por los cuales se anunció la oferta original. Ni la Emisora, los Colocadores Locales o los Compradores Iniciales serán responsables en caso de modificación, reducción, suspensión o extensión del Período de la Oferta o de la Fecha de Adjudicación, y el público inversor que haya presentado Manifestaciones de Interés no tendrá derecho a compensación y/o de indemnización alguna. En caso de que se reduzca el Período de la Oferta, las Manifestaciones de Interés presentadas por el público inversor antes de la comunicación de dicha reducción serán válidas y vinculantes, sin perjuicio del derecho del público inversor a retirar y/o modificar dichas Manifestaciones de Interés de conformidad con los términos del presente Suplemento de Prospecto. En caso de que se termine o revoque el Período de la Oferta o se decida no emitir las Obligaciones Negociables, todas las Manifestaciones de Interés que hayan sido recibidas quedarán automáticamente sin efecto. En caso de que el Período de la Oferta o la Fecha de Adjudicación sea suspendido o prorrogado, el público inversor que presentó Manifestaciones de Interés durante dicho período podrá, a su criterio y sin ninguna penalidad, retirar dichas Manifestaciones de

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Interés en cualquier momento durante el período de la suspensión o el nuevo Período de la Oferta prorrogado.

Precio de Emisión:

Será determinado por la Emisora conjuntamente con los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales de conformidad con el procedimiento previsto en la sección “*Plan de Distribución de las Obligaciones Negociables*”, y será informado mediante el Aviso de Resultados.

Fecha de Vencimiento:

Será una fecha entre el cuarto y el octavo aniversario de la Fecha de Emisión y Liquidación o el Día Hábil inmediato posterior si este no fuese un Día Hábil (la “**Fecha de Vencimiento**”). La Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables será informada mediante el Aviso de Resultados.

Amortización:

El capital de las Obligaciones Negociables será amortizado en tres (3) cuotas anuales y consecutivas por un importe igual al porcentaje del capital de las Obligaciones Negociables que se indica a continuación frente a la fecha de pago correspondiente:

Fechas	En la que se indique en el Aviso de Resultados	En la que se indique en el Aviso de Resultados	En la que se indique en el Aviso de Resultados
Porcentaje de Monto de Capital Pendiente Original a Pagar	33%	33%	34%

Tasa de Interés:

Las Obligaciones Negociables devengarán interés a tasa fija respecto del monto de capital pendiente de pago de las Obligaciones Negociables, la que será determinada por la Emisora conjuntamente con los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales de conformidad con el procedimiento previsto en la sección “*Plan de Distribución de las Obligaciones Negociables*”, y será informada mediante el Aviso de Resultados.

Fechas de Pago de Intereses:

Los intereses se pagarán semestralmente en forma vencida, en las fechas que se indiquen en el Aviso de Resultados, a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación. La última fecha de pago de intereses será la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables. Respecto de las Fechas de Pago de Intereses que no sean un Día Hábil, será de aplicación lo previsto en la sección “*Descripción de la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables—Pago de Capital e Intereses*” del presente.

Base para el cómputo de los días:

Los intereses se computarán en base a un año de 360 días corridos, de 12 meses de 30 días cada uno.

Período de Devengamiento de Intereses:

Serán aquellos períodos sucesivos que comenzarán en la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables (inclusive), respecto del primer período de devengamiento de intereses, y en cada fecha de pago de intereses de las Obligaciones Negociables (inclusive), respecto de los demás períodos de devengamiento de intereses, y que finalizarán en la fecha de pago de intereses de las Obligaciones Negociables inmediatamente siguiente (exclusive), salvo respecto del último período de devengamiento de intereses de las Obligaciones Negociables, que finalizará en la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables (exclusive) (cada uno, un “**Período de Devengamiento de Intereses**”).

Rango:

Las Obligaciones Negociables constituirán “obligaciones negociables simples no convertibles en acciones” conforme a la legislación argentina, y serán emitidos de acuerdo con, y en cumplimiento de, todos los requisitos de la Ley de Obligaciones Negociables y de cualquier otra legislación y reglamentación argentina aplicable. Las Obligaciones Negociables serán obligaciones quirografarias y no garantizadas de la Emisora y:

Tendrán igual rango en cuanto al derecho de pago con todas las demás deudas no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora (excepto aquellas obligaciones que tengan preferencia por disposición de la ley, incluyendo créditos laborales y fiscales);

Tendrán prioridad en cuanto al derecho de pago sobre cualquier deuda futura subordinada de la Emisora;

Estarán subordinadas de manera efectiva a toda deuda garantizada, presente y futura, de la Emisora, hasta el valor de los activos que garanticen dicha deuda; y

Estarán subordinadas estructuralmente a toda deuda y demás pasivos, presentes y futuros, de las subsidiarias de la Emisora que no otorguen garantía sobre los Valores en el futuro.

Al 30 de septiembre de 2025, manteníamos un endeudamiento total de US\$901,3, de los cuales US\$ 421,1 correspondían a deuda garantizada que es efectivamente prioritaria respecto de los Valores hasta el valor de los activos que garantizan dicha deuda.

Montos Adicionales:

Todos los pagos relacionados con las Obligaciones Negociables se efectuarán sin retención ni deducción alguna por concepto de impuestos impuesta por la República Argentina o ciertas otras jurisdicciones, salvo que dicha retención o deducción sea exigida por ley. En tal caso, la Emisora pagará los montos adicionales necesarios para que los tenedores de las Obligaciones Negociables reciban las sumas que habrían recibido si no hubiera sido necesario efectuar dicha retención o deducción, sujeto a ciertas excepciones establecidas en la sección “Descripción de la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables—Pago de Montos Adicionales”.

Obligaciones Negociables Adicionales:

Sujeto a la autorización de la CNV, en caso de ser exigible, en el futuro, la Sociedad podrá emitir obligaciones negociables adicionales de esta Clase de Obligaciones Negociables en una o más emisiones y sin requerir notificación o consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables, siempre que dichas obligaciones negociables adicionales tengan los mismos términos y condiciones en todos los aspectos que las Obligaciones Negociables que se describen en el presente (salvo por la fecha de emisión, el precio de emisión y la primera fecha de pago de intereses) y estipulándose que las obligaciones negociables adicionales no tendrán el mismo número CUSIP o ISIN que las Obligaciones Negociables, a menos que las mismas califiquen para formar parte de la misma “emisión calificada” (*qualified reopening*) que las Obligaciones Negociables emitidas de conformidad con el presente a los efectos del impuesto a las ganancias federal de los Estados Unidos.

Rescate a Opción de la Sociedad:

Las Obligaciones Negociables estarán sujetas a rescate a opción de la Emisora, de conformidad con lo descripto en “Descripción de la Oferta y la Negociación—Rescate

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Optativo”.

Véase “*Descripción de la Oferta y la Negociación—Rescate Optativo*”

Cambio de Control:

Ante la ocurrencia de ciertos supuestos de Cambio de Control, la Sociedad deberá realizar una oferta de compra de la totalidad de las Obligaciones Negociables a un precio en efectivo equivalente al 101% del monto de capital más los intereses devengados y no pagados, en caso de existir, hasta la fecha de la oferta de compra. Ver Sección “*Descripción de la Oferta y la Negociación – Recompra de Obligaciones Negociables luego de un Cambio de Control Evento de Recompra*”.

Ciertos Compromisos:

El Contrato de Fideicomiso contendrá compromisos que, entre otras cosas, limitarán la capacidad de la Emisora y de cada una de sus subsidiarias restringidas para:

- (i) contraer endeudamiento adicional;
- (ii) pagar dividendos, efectuar distribuciones o recomprar o rescatar acciones;
- (iii) prepagar, rescatar o recomprar cierta deuda subordinada;
- (iv) otorgar préstamos y realizar inversiones;
- (v) vender activos;
- (vi) constituir gravámenes o garantías;
- (vii) celebrar transacciones con partes vinculadas (afiliadas);
- (viii) celebrar acuerdos que restrinjan la capacidad de las subsidiarias restringidas de la Emisora de pagar dividendos; y
- (ix) consolidarse, fusionarse o vender la totalidad o sustancialmente la totalidad de los activos de la Emisora.

Estos compromisos están sujetos a numerosas salvedades y excepciones importantes. Para mayor información, ver “*Descripción de la Oferta y la Negociación—Ciertos Compromisos*”.

Día Hábil:

Se considerará “Día Hábil” a cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Ciudad de Nueva York estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.

Forma

Las Obligaciones Negociables se emitirán inicialmente en la forma de uno o más Certificados Globales, sin cupones de interés, registrados a nombre de DTC o de su representante. Véase “*Descripción de la Oferta y la Negociación – Registro y Sistema Escritural*”.

Liquidación y Compensación:

Las Obligaciones Negociables se emitirán en forma escritural a través de las plataformas de DTC, para las cuentas de sus participantes directos e indirectos, incluidos Euroclear y Clearstream, y se negociarán en el sistema de liquidación en fondos del mismo día de DTC. Los beneficiarios de las participaciones de las Obligaciones Negociables mantenidas

en forma escritural no tendrán derecho a recibir la entrega física de títulos certificados, salvo en determinadas circunstancias limitadas.

Para una descripción de ciertos factores relacionados con la liquidación y compensación, véanse las secciones “*Descripción de las Obligaciones Negociables*” y “*Registro y Sistema Escritural*”.

Destino de los Fondos:

Tenemos la intención de asignar un monto equivalente a los ingresos netos obtenidos de esta oferta, de conformidad con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, entre otros, para financiar o refinanciar, total o parcialmente, Proyectos Verdes Elegibles. Véase “*Destino de los Fondos*”.

Marco para la Emisión de Financiamiento Verde:

La Emisora ha elaborado un documento marco detallando las características de los Financiamientos Verdes a ser emitidos, los plazos de aplicación de fondos y presentación de reportes, en un todo de conformidad con los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS. Dicho documento será publicado durante el Período de Difusión Pública y podrá ser consultado en AIF, los sitios web de BYMA y A3 Mercados y el sitio web de Sustainalytics (<https://www.sustainalytics.com/esg-ratings>).

Las Obligaciones Negociables serán emitidas de acuerdo al Marco para la Emisión de Financiamiento Verde, el cual se encuentra acorde a los principios previstos por la CNV en los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS.

Sustainalytics, BV., una sociedad afiliada de Morningstar Company, una consultora independiente con prestigio en el sector medioambiental, llevó a cabo una Segunda Opinión (“SPO” por sus siglas en inglés: Second Party Opinion) para el Marco de Financiamiento Verde de la Emisora de julio de 2024, con el fin de alinearlos los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS. El SPO, publicado el 26 de julio de 2024, se encuentra disponible en la Página Web de la Compañía.

Para mayor información véase “Destino de los Fondos – b) Marco para la Emisión de Financiamiento Verde” de este Suplemento.

Listado:

Las Obligaciones Negociables constituyen una nueva emisión de valores y actualmente no existe un mercado de negociación establecido para ellas. En consecuencia, no podemos asegurar el desarrollo ni la liquidez de un mercado secundario para las Obligaciones Negociables.

La Emisora ha solicitado la autorización para listar las Obligaciones Negociables en BYMA incluyendo el Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA y para admitir las Obligaciones Negociables a la negociación en A3 Mercados.

Ley Aplicable:

El Contrato de Fideicomiso y las Obligaciones Negociables se regirán por las leyes del Estado de Nueva York; con la salvedad de que todos los asuntos relacionados con la debida autorización, incluida la autorización de la CNV para la oferta pública de las Obligaciones Negociables en la Argentina, la capacidad, ejecución, emisión y entrega de las Obligaciones Negociables, así como todas las cuestiones vinculadas a la oferta pública en la Argentina y los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como “obligaciones negociables” conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, y las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades, las Normas de la CNV y

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

las demás leyes y regulaciones argentinas aplicables.

Acción Ejecutiva

De conformidad con lo establecido en el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables otorgan a sus tenedores el derecho a iniciar procedimientos ejecutivos sumarios (acción ejecutiva) con el fin de obtener el pago del capital e intereses vencidos (incluidos los montos adicionales, si los hubiera) bajo dichas Obligaciones Negociables. Este derecho no podrá ser limitado ni afectado sin el consentimiento previo del respectivo tenedor.

Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales, cualquier beneficiario final que presente un certificado emitido por el depositario correspondiente en relación con las Obligaciones Negociables representadas por un título global podrá iniciar acciones ante cualquier tribunal competente en la República Argentina, incluyendo procedimientos ejecutivos sumarios (acción ejecutiva), para obtener el pago de cualquier monto vencido bajo dichas Obligaciones Negociables.

Jurisdicción:

Nos someteremos irrevocablemente a la jurisdicción no exclusiva de cualquier tribunal estatal o federal con sede en el distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York, Estados Unidos de América, y de cualquier tribunal argentino con sede en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina. No obstante lo anterior, y de conformidad con el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán someter las controversias relacionadas con las mismas a la jurisdicción no exclusiva del Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA), o del tribunal que se cree en el futuro en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, conforme a la delegación de facultades otorgada por BYMA a la BCBA en materia de constitución de tribunales arbitrales, de acuerdo con las disposiciones de la Resolución CNV N.º 18.629, o bien a los tribunales ordinarios en materia comercial.

Código ISIN y CUSIP

Serán informados en el Aviso de Resultados.

Calificación de Riesgo

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. A nivel local, las Obligaciones Negociables no contarán con una calificación de riesgo. Las Obligaciones Negociables podrán contar con una o más calificaciones a nivel internacional que será/n publicada/s a través de un aviso complementario al presente Suplemento Para más información ver la sección “*Calificación de Riesgo*” en este Suplemento.

Compradores Iniciales:

J.P. Morgan Securities LLC, Santander US Capital Markets LLC, BBVA Securities Inc. y Balanz Capital UK LLP (los “**Compradores Iniciales**”).

Agentes Colocadores Locales

Banco Santander Argentina S.A., Balanz Capital Valores S.A.U., Bull Market Brokers S.A., Banco CMF S.A. y Macro Securities S.A.U. (los “**Agentes Colocadores Locales**” o los “**Colocadores Locales**”, indistintamente, y junto con los Compradores Iniciales, los “**Colocadores**”).

Fiduciario, Agente de Registro, Agente de Transferencia, Agente de Pago:

UMB Bank, N.A.

Representante del Fiduciario en Argentina, Agente de

Banco Santander Argentina S.A.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

**Registro y Agente de
Transferencia en Argentina y
Agente de Pago en Argentina:**

Factores de Riesgo:

Los inversores deben considerar detalladamente la información de este Suplemento. Ver "*Factores de Riesgo*" en el Prospecto y en este Suplemento para una descripción de ciertos riesgos significativos en relación con una inversión en las Obligaciones Negociables.



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Descripción General

Genneia es la principal plataforma de energía renovable de la Argentina, y opera los activos eólicos y solares de mayor escala del país, complementados con capacidad térmica localizada en forma estratégica. A la fecha de este Suplemento, la Compañía posee y opera una capacidad instalada bruta total de 1.799 MW, que incluye la capacidad instalada total de nuestros negocios conjuntos, incluyendo 1.436 MW provenientes de fuentes renovables (eólica y solar) y 363 MW de generación térmica. Esta cifra incluye el proyecto solar Anchoris de 180 MW, que alcanzó COD en agosto de 2025. Al 30 de septiembre de 2025, la Compañía operaba aproximadamente el 21% de la capacidad instalada eólica y solar de la Argentina, según datos de CAMMESA. En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, los ingresos ascendieron a Ps. 322.993 millones, la ganancia neta a Ps. 89.609 millones y el EBITDA Ajustado con participaciones en Negocios Conjuntos a Ps. 235.713.

El modelo de negocios de la Compañía se basa en un enfoque disciplinado que se centra en “desarrollar para operar”, aprovechando su capacidad interna de originación de proyectos, una gestión rigurosa de la construcción y operaciones avanzadas basadas en análisis de datos. Casi la totalidad de los ingresos de la Compañía se generan a partir de PPAs de largo plazo denominados en dólares estadounidenses, que incluyen contratos con CAMMESA (en el marco del programa RenovAr y la Resolución N° 202/2016) y con grandes usuarios privados bajo el régimen del MATER. A la fecha de este Suplemento, contamos con un pipeline de activos de energía renovable no convencional de 1.314 MW enfocado en generación eólica y solar con capacidad existente de interconexión a la red, y con sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Esta cartera incluye 349 MW en construcción (proyectos San Rafael, San Juan Sur y Lincoln & Junín), 215 MW listos para construir (proyectos BESS Maschwitz y Hucalito) y 750 MW en desarrollo (proyectos Mendoza Sur y Catamarca). La Compañía define como activos de generación renovable no convencional a aquellos activos de generación que utilizan los siguientes recursos naturales para generar energía: solar, eólica, biogás, biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (de menos de 50 MW).

La misión de la Compañía es proveer energía eléctrica confiable y sustentable a los principales consumidores de energía de la Argentina, mediante el desarrollo, la construcción y la operación de activos de alta eficiencia y bajo impacto ambiental. Desde 2017, la Compañía ha invertido aproximadamente US\$1.600 millones, incorporando 1.277 MW de nueva capacidad renovable desarrollada por Genneia. Su trayectoria demuestra la entrega de proyectos en tiempo y forma de acuerdo al presupuesto, incluso durante contextos macroeconómicos desafiantes, respaldado por contratos de compraventa de energía sólidos, relaciones sólidas con fabricantes globales de equipos originales (“OEM”, por sus siglas en inglés) y prestamistas, y por un Centro de Control y Operaciones (“CECO”) centralizado que permite el mantenimiento predictivo y la optimización en tiempo real.

La cartera de la Compañía se concentra en los corredores de energías renovables más atractivos de la Argentina: la región sur de la Patagonia y el sudeste de Buenos Aires para proyectos eólicos, y las provincias de San Juan y Mendoza en el noroeste para proyectos solares, con centrales térmicas de generación pico cercanas a los principales centros de demanda para contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico. A la fecha de este Suplemento, la Compañía posee en construcción dos proyectos solares de gran escala (San Rafael y San Juan Sur, con una capacidad total de 180 MW y 129 MW, respectivamente) y dos proyectos solares de menor escala (Junín y Lincoln, con una capacidad total de 20 MW cada uno), junto con una cartera de proyectos adicionales.

Nuestros Segmentos de Negocio



Operamos en los siguientes segmentos de negocio: (i) Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables eólicas; (ii) Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables solares; (iii) Generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales; y (iv) 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.

Generación de Energía Eléctrica a partir 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 al momento de este Suplemento de 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 primeros nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, el factor de capacidad promedio ponderado de nuestros parques eólicos fue de 46,6%, y generamos 3.411 GWh, lo que representó aproximadamente el 21% 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 (i) Ps.227.855 millones y Ps. 145.194 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.211.981 millones, Ps. 69.336 millones y Ps. 28.472 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. La ganancia del segmento de generación eólica ascendió a (i) Ps. 149.452 millones y Ps. 82.557 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps. 129.095 millones, Ps. 50.630 millones y Ps. 20.231 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. El EBITDA Ajustado del segmento de generación eólica ascendió a (i) Ps. 193.178 millones y Ps. 124.094 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps. 180.978 millones, Ps. 59.925 millones y Ps. 24.232 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Nuestro resultado neto (pérdida) de negocios conjuntos ascendió a (i) Ps. 10.496 millón y Ps. 8.182 millón para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps. 11.619 millones, Ps. 4.134 millones y Ps. 1.640 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. El EBITDA Ajustado de los negocios conjuntos ascendió a (i) Ps. 13.763 millones y Ps. 10.877 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps. 15.395 millones, Ps. 6.232 millones y Ps. 2.594 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. El 100% del EBITDA Ajustado de los negocios conjuntos corresponde al segmento eólico.

Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables Solares 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 dos parques solares en la Provincia de Mendoza (Malargüe I y Anchoris) con una capacidad instalada total de 270 MW. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, alcanzamos COD en el parque solar Anchoris, aumentando nuestra presencia en Mendoza a 270 MW. En los primeros nueve meses de 2025, el factor de capacidad promedio ponderado de nuestros parques solares fue de 23,3% y 25,5%, y en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Generamos un total de 565 GWh y 230 GWh de energía solar en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 y en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, representando aproximadamente 16,7% 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 (i) Ps.46.153 millones y Ps.18.661 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.28.817 millones, Ps.7.683 millones y Ps.1.828 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. La ganancia (pérdida) del segmento solar ascendió a (i) Ps.13.635 millón y Ps.5.857 millón para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.9.009 millones, Ps.4.821 millones y Ps.1.158 millones para los ejercicios finalizados el 31

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. El EBITDA Ajustado del segmento solar ascendió a (i) Ps.39.124 millones y Ps.15.579 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.23.612 millones, Ps.6.172 millones y Ps.1.523 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Convencionales Operamos dos centrales térmicas con una capacidad instalada total de 363 MW a la fecha de este Suplemento de 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 el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, el factor de disponibilidad de nuestros activos térmicos fue de 81,3%, y en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, de 86,5%. Nuestros ingresos por ventas provenientes de la generación eléctrica a partir de fuentes convencionales ascendieron a (i) Ps.42.650 millones y Ps.30.290 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.43.490 millones, Ps.15.195 millones y Ps.6.306 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. La ganancia del segmento térmico ascendió a (i) Ps.12.671 millones y Ps.11.131 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.15.453 millones, Ps.5.782 millones y Ps.2.883 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. El EBITDA Ajustado del segmento térmico ascendió a (i) Ps.32.374 millones y Ps.21.361 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.30.796 millones, Ps.11.841 millones y Ps.5.081 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Comercialización 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 (i) Ps.4.072 millones y Ps.3.028 millones para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.4.262 millones, Ps.2.564 millones y Ps.983 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. La ganancia del segmento de gas natural ascendió a (i) Ps.1.784 millón y Ps.1.751 millón para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.2.270 millones, Ps.1.698 millones y Ps.618 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. El EBITDA Ajustado del segmento de gas natural ascendió a (i) Ps.1.784 millón y Ps.1.751 millón para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.2.270 millones, Ps.2.297 millones y Ps.810 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Corporativo 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” ascendieron a (i) Ps.2.263 millón y Ps.1.257 millón para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, y (ii) Ps.3.676 millones, Ps.1.144 millones y Ps.267 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Para mayor información sobre el resultado por segmento, véase la nota 12 a los Estados Financieros Auditados y la nota 9 a los Estados Financieros Intermedios No Auditados.

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 natural, 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

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

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 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 Corporación Financiera Internacional (CFI) y otros organismos de financiamiento al desarrollo (DFIs, por sus siglas en inglés) y agencias de crédito a la exportación (ECAs, siglas en inglés); (iii) un modelo operativo integrado, basado en la confiabilidad y mantenimiento predictivo habilitado por el Centro de Control y Operaciones (CECO); (iv) una asignación disciplinada de capital a lo largo de distintos ciclos económicos.

Evolución de Nuestra Capacidad Instalada por Tecnología (MW)



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

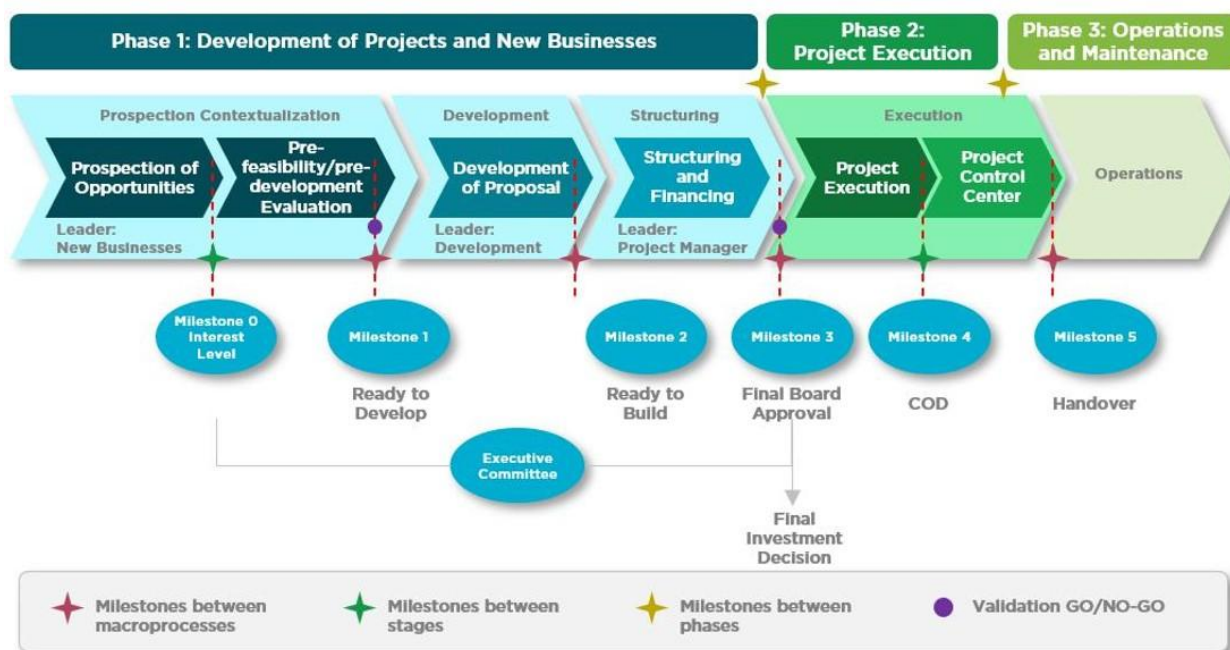
Incluye el proyecto Anchoris, que alcanzó su COD en agosto de 2025. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, los bloques con relleno blanco y bordes punteados representan proyectos en construcción y listos para construir, con fecha estimada de COD hacia finales de 2026

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

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, eficiencia de capital durante la vida útil de los activos y rendimientos superiores sobre el capital invertido.

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:

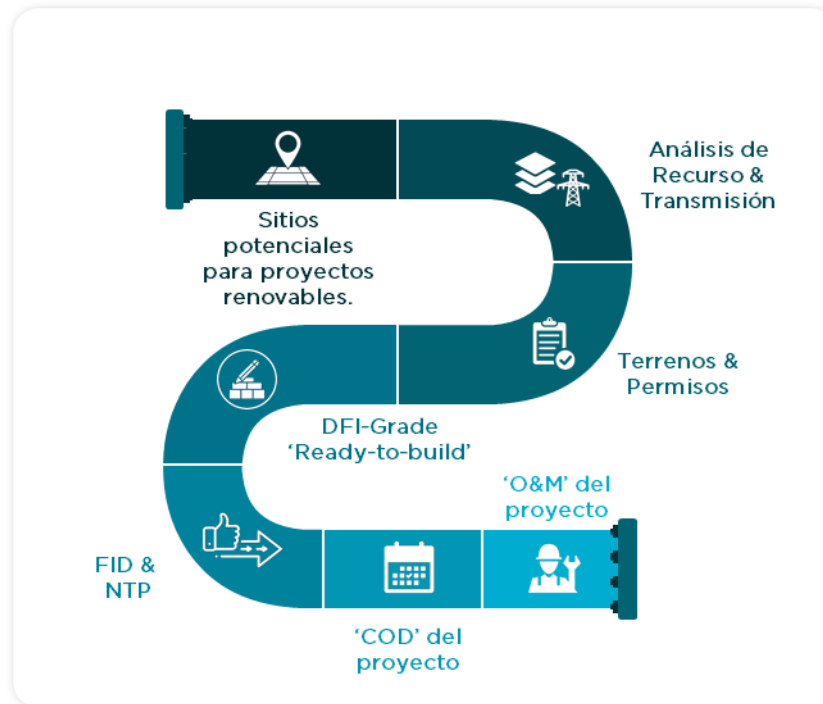
- 1. Prospección y control del sitio.** Realizamos mediciones eólicas y solares extensas y plurianuales utilizando tanto torres meteorológicas en sitio como datos satelitales. Esto nos permite caracterizar con precisión la calidad del recurso, optimizar la selección del emplazamiento y maximizar la producción 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 N° 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 Nº 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–Transener, 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 202/2016 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 internacionales y locales, y obtenido préstamos a largo plazo con DFI y ECA.
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 7 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 las plantas 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.

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 202/2016/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 202/2016,

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 Resolución Nº 360/2023, que incluyen opciones vinculadas a expansiones de transmisión y reglas de desempate revisadas en corredores con restricciones.
- **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 21/2016, 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:



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	Viento	Enero 2012	52.50	129	MATER	2027
	Rawson II	Viento	Enero 2012	31.15	111	MATER	2027
	Rawson III	Viento	Diciembre 2017	25.05	60	MATER	—
Trelew	Trelew	Viento	Agosto 2013	51.00	127	GENREN	2028
Madryn	Madryn I	Viento	Noviembre 2018	71.10	92	Resolución 202	2038
	Madryn II	Viento	Septiembre 2019	151.20	90	Resolución 202	2039
Villalonga	Villalonga I	Viento	Diciembre 2018	51.75	66	RenovAr	2038
	Villalonga II	Viento	Febrero 2019	3.45	60	MATER	—
Pomona	Pomona I	Viento	Julio 2019	101.40	65	RenovAr	2039
	Pomona II	Viento	Agosto 2019	11.70	60	MATER	—
Chubut Norte	Chubut Norte I	Viento	Diciembre 2018	28.80	79	RenovAr	2038
	Chubut Norte II	Viento	Marzo 2021	26.28	60	MATER	—
	Chubut Norte III ⁽⁴⁾	Viento	Febrero 2021	57.66	46	RenovAr	2041
	Chubut Norte IV ⁽⁵⁾	Viento	Febrero 2021	83.22	46	RenovAr	2041
Necochea	Necochea ⁽⁴⁾	Viento	Febrero 2020	37.95	65	RenovAr	2040
La Elbita	La Elbita I	Viento	Octubre 2024	103.50	60	MATER	—
	La Elbita II	Viento	Octubre 2024	36.50	60	MATER	—
	La Elbita III	Viento	Octubre 2024	22.00	60	MATER	—
Ullum	Ullum 1	Solar	Diciembre 2018	25.00	65	RenovAr	2038
	Ullum 2	Solar	Diciembre 2018	25.00	66	RenovAr	2038
	Ullum 3	Solar	Diciembre 2018	32.00	70	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	—
Cruz Alta	Cruz Alta	Térmico ⁽⁷⁾	Junio de 2003	245.00	60	Energía base	—
Bragado	Bragado II	Térmico ⁽⁷⁾	Febrero 2017	59.00	25.000	Resolución 21	2027
	Bragado III	Térmico ⁽⁷⁾	Mayo 2017	50.00	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 III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III y La Elbita. No proporcionamos una descripción detallada de estos acuerdos, ya que los términos y condiciones de los PPA pueden variar significativamente. A 30 de septiembre de 2025, el plazo medio ponderado restante de nuestros PPA con compradores privados era de 6,0 años.
- (7) Térmico se refiere a turbinas de pico alimentadas con gas natural y / o gasóleo.

Perfil de costos y márgenes. Apuntamos a plataformas estandarizadas para reducir el costo de ingeniería, adquisiciones y construcción (“EPC”, por sus siglas en inglés) 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 descalses 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 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, fallade 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 ECAs.

Nuestra combinación de ingresos

	Correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre		Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	2024	2024	2023	2022
(en millones de Pesos) ⁽¹⁾					
Ingresos por generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables eólicas	187.234	160.783	211.981	69.336	28.472
Como % del total	71%	73%	72%	72%	75%
Ingresos por generación de energía eléctrica a partir de fuentes solares renovables	37.191	20.880	28.817	7.683	1.828
Como % del total	14%	9%	10%	8%	5%
Ingresos por generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales	34.052	33.045	43.490	15.195	6.306
Como % del total	13. %	15%	15%	16%	17%
Ingresos por comercio y transporte de gas	3.120	3.218	4.262	2.564	983
Como % del total	1%	1%	1%	3%	3%
Otros ingresos ⁽²⁾	1.799	1.414	3.676	1.144	267
Como % del total	1%	1%	1%	1%	1%
Total	263.396	219.340	292.226	95.922	37.856

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

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

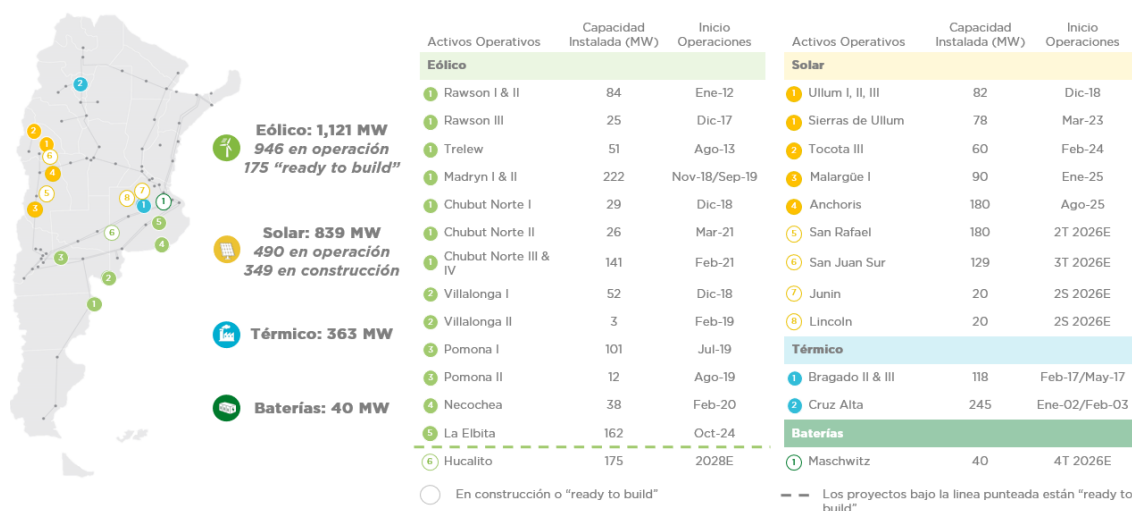
Nuestros activos de cartera

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



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

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



La capacidad total instalada por tecnología, mostrada a la derecha del mapa de la Argentina, incluye los proyectos actualmente en construcción y listos para construir, representados 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 actualmente solo cuenta con un proyecto listo para construir). Necochea, Chubut Norte III y Chubut Norte IV son emprendimientos conjuntos en los cuales poseemos participaciones del 50%, 51% y 51%, respectivamente.

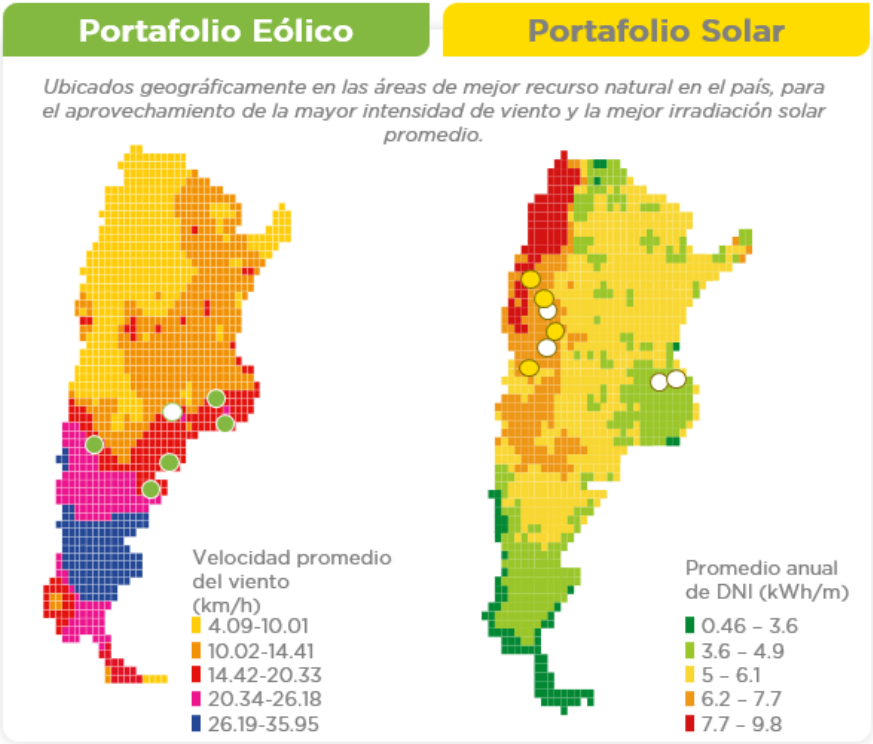
Nuestra filosofía de desarrollo es originar proyectos posibles de ser financiados y llevarlos a su COD en tiempo y dentro del presupuesto, alineando la selección tecnológica, la interconexión y las estructuras de venta de energía ("off-take") con las realidades del recurso y de la red. Dentro del régimen 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 Suplemento de Prospecto.
- **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 Suplemento de Prospecto, sujetos a la obtención de capacidad de interconexión de transmisión y/o visibilidad sobre el financiamiento.
- **Activos en predesarrollo:** Proyectos en etapas iniciales de tramitación y evaluación que no se espera alcancen la decisión final de inversión dentro de los próximos 13 a 24 meses desde la fecha de este Suplemento de Prospecto y que permanecen sujetos a la obtención de capacidad de interconexión y otros hitos de desarrollo.
- **Activos en prospección:** Proyectos en los que se han identificado sitios basados en la disponibilidad del recurso y, en la mayoría de los casos, se han realizado mediciones eólicas o solares preliminares.

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 Suplemento de Prospecto.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

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 ⁽¹⁾	2 años
Rawson II	Chubut	Enero 2012	31,15	MATER ⁽²⁾	6 años
Rawson III	Chubut	Diciembre 2017	25,05	MATER	6 años
Trelew	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 ⁽²⁾	Chubut	Febrero 2021	57,66	RenovAr	16 años
Chubut Norte IV ⁽²⁾	Chubut	Febrero 2021	83,22	RenovAr	16 años
Necochea ⁽²⁾	Buenos Aires	Febrero 2020	37,95	RenovAr	15 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 se incorporaron al programa MATER el 1 de octubre de 2025 y el 1 de mayo de 2025, respectivamente.
- (3) Nuestra participación accionaria en Chubut Norte III y Chubut Norte IV es del 51%, y en Necochea es del 50%.
- (4) La energía vendida a compradores privados bajo el régimen MATER proviene de múltiples instalaciones, con PPA que tenían un plazo restante promedio ponderado de 6,0 años al 30 de septiembre de 2025.

B. Activos operativos: energía solar

Unidad de generación	Provincia	COD ⁽¹⁾	Capacidad instalada bruta (MW)	Marco PPA	PPA Vida Restante ⁽²⁾
Ullum 1	San Juan	Diciembre 2018	25,00	RenovAr	13 años
Ullum 2	San Juan	Diciembre 2018	25,00	RenovAr	13 años
Ullum 3	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
Total			490,00		

- (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 6,0 años al 30 de septiembre de 2025.

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	Energía base	—
Bragado II	Buenos Aires	Febrero 2017	58,01	Resolución 21	2 años
Bragado III	Buenos Aires	Mayo 2017	60,30	Resolución 21	2 años
Total			636,31		

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

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 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	Solar	Mendoza	Primer trimestre de 2026	180,00	MATER
San Juan Sur	Solar	San Juan	Segundo trimestre de 2026	129,20	MATER
Junín	Solar	Buenos Aires	Segundo semestre de 2026	20,00	RenMDI
Lincoln	Solar	Buenos Aires	Segundo semestre de 2026	20,00	RenMDI
Total				349,20	

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

- **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 en el primer trimestre de 2026. 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 la segunda mitad 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)

E. Proyectos listos para construir

Instalación	Tecnología	Provincia	COD	Capacidad instalada (MW)	Marco PPA
BESS Maschwitz	BESS	Buenos Aires	Primer trimestre de 2027	40,00	AlmaGBA
Hucalito	Viento	La Pampa	2028	175,00	MATER
Total				215,00	

- **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 pago de Edenor y CAMMESA. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la inversión preliminar con respecto a este proyecto es de aproximadamente US\$35 millones, con una capacidad de descarga de 160 MWh. Este proyecto aún está sujeto a la aprobación de nuestra Junta Directiva para continuar, y la cifra de inversión está sujeta a cambios hasta que el proyecto comience a construirse.
- **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. 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 elija 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 fuentes eólicas y solares según CAMMESA al 30 de septiembre de 2025. Contamos con más de 1,4 GW de capacidad renovable en operación a la fecha de este memorando de oferta, incluido nuestro activo más reciente en alcanzar operación comercial, Anchoris, además de más de 349 MW en construcción (proyectos San Rafael, San Juan Sur y Lincoln y Junín), y otros 215 MW de capacidad de generación listos para construir (proyectos BESS Maschwitz y Hucalito) a la fecha de este memorando de oferta. Hemos sido activos en todos los programas relevantes lanzados por el gobierno argentino relacionados con proyectos de energía renovable no convencional, desde la primera licitación de energías renovables lanzada en Argentina bajo el programa GENREN, según lo descrito



en el Decreto 562 de 2009, hasta las licitaciones MATER en curso que ocurren trimestralmente, reflejando nuestro liderazgo en la transición energética del país. Desde 2017, hemos invertido más de US\$ 1.600 millones para transformar a Genneia de un pequeño generador térmico en el principal líder de renovables de Argentina, entregando la mayoría de los proyectos a tiempo y dentro del presupuesto, y ampliando nuestra plataforma mediante una asignación de capital disciplinada y excelencia técnica. Nuestro modelo de crecimiento ha sido probado y validado a través de múltiples ciclos de volatilidad sectorial y desafíos macroeconómicos, demostrando resiliencia y adaptabilidad. Nos hemos convertido en líderes al consolidar nuestro modelo de desarrollo integrado, aprovechando la originación propietaria de proyectos, capacidades avanzadas de gestión de construcción y operación de activos a largo plazo.

Argentina: fundamentos altamente atractivos para las energías renovables

Argentina ofrece una combinación única de baja penetración de energías renovables y recursos eólicos y solares de clase mundial, lo que brinda al país los factores de capacidad ponderados más altos del mundo para ambas tecnologías al año 2024, según el Statistical Review of World Energy 2024 del Energy Institute. Los ajustados márgenes de reserva del país y sólidos impulsores de demanda —respaldados por una creciente base industrial y la electrificación de la minería y del sector de petróleo y gas— sostienen un despliegue adicional significativo de energía renovable. Esto se ve respaldado por tecnologías de generación eólica y solar, que presentan los LCOEs más bajos en comparación con otras tecnologías, tanto a nivel global como en Argentina, según el estudio LCOE+ de Lazard a junio de 2025 y datos de la Secretaría de Energía de Argentina, respectivamente. El portafolio de Genneia está estratégicamente posicionado para capturar esta oportunidad, con una presencia destacada en seis provincias, incluido el corredor eólico patagónico y el clúster solar Cuyo/NOA. Nuestros activos eólicos alcanzan factores de carga con una probabilidad de al menos 50% (“P50”) en el rango del 39% al 54%, y nuestros activos solares se encuentran en regiones con algunos de los valores más altos de irradiancia directa normal (“DNI”) del mundo. Esta ventaja en recursos, combinada con nuestra capacidad comprobada para asegurar capacidad de interconexión de transmisión, respalda nuestra superior economía unitaria y perspectivas de crecimiento.

Modelo de negocio altamente predecible con flujos de fondos predominantemente denominados 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 período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, aproximadamente el 96% 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 9 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). Los precios bajo estos contratos se han mantenido estables en aproximadamente US\$ 59/MWh a US\$ 61/MWh en promedio en contratos bilaterales celebrados entre generadores y grandes corporaciones, y nuestra exposición mercantil es mínima por diseño. Nuestra estrategia de contratación bajo MATER se ve además reforzada por una base de clientes diversificada, que incluye más de 65 grandes usuarios industriales, y un sólido perfil crediticio. Para el período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, el 25% de nuestros ingresos provino de contratos MATER y RenovAr. Los offtakers 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 202/2016, respaldados por el crédito FODER y, en ciertos casos, garantías del Banco Mundial. Estos últimos representaron el 45% de nuestros ingresos en los doce meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, y a esa fecha tenían una vida útil remanente promedio ponderada de aproximadamente 14 años, mientras que los ingresos asociados a contratos MATER representaron el



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

25% 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 28% de nuestros ingresos durante los últimos doce meses finalizados el 30 de septiembre 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 período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2025. Los ingresos de nuestras joint ventures, que operan parques eólicos, están 100% bajo contratos RenovAr, con CAMMESA como offtaker y respaldados por crédito FODER.

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

Genneia tiene un plan de crecimiento claro y ejecutable con más de 1.314 MW de nueva capacidad de generación y almacenamiento asegurados para interconexión a la fecha de este memorando de oferta. Esta cifra incluye 349 MW en construcción (proyectos San Rafael, San Juan Sur y Lincoln y Junín), 215 MW listos para construir (proyectos BESS Maschwitz y Hucalito) y 750 MW en desarrollo (proyectos Mendoza Sur y Catamarca). Para nuestra capacidad en construcción, esperamos que estos proyectos alcancen operación comercial durante la primera mitad de 2026, mientras que para nuestra capacidad lista para construir esperamos que nuestro proyecto BESS Maschwitz alcance operación comercial para el primer trimestre de 2027. Nuestro plan base es entregar entre 250 y 300 MW de nueva capacidad por año con nuestra estructura de capital y niveles de apalancamiento actuales, con potencial de crecimiento adicional derivado de oportunidades de transmisión creadas por la Resolución 360/2023 bajo el marco MATER. Nuestro plan de crecimiento está diseñado para ser flexible, permitiéndonos acelerar o postergar proyectos según las condiciones del mercado, los desarrollos regulatorios y la disponibilidad de capital.

Asignación efectiva de capital con disciplina de balance

Nuestro marco de asignación de capital está regido por una rigurosa disciplina de Flujo de Caja Descontado (“DCF”), selección de proyectos priorizando la TIR, y una secuenciación basada en interconexión. Evaluamos los proyectos según la calidad del recurso, costo y cronograma de interconexión, plazo y calidad crediticia del PPA, complejidad del capex y ajuste con el portafolio. Mantenemos una combinación prudente de financiamiento, utilizando DFIs, ECAs, bonos locales e internacionales y deuda a nivel de proyecto para optimizar nuestro costo de capital. Nuestro programa de emisor frecuente y trayectoria en financiamiento verde en mercados locales e internacionales nos permiten acceder al capital de manera comprobada, mientras que nuestro objetivo de apalancamiento neto consolidado de largo plazo de 3,0x asegura flexibilidad y resiliencia financiera. Escalonamos vencimientos, mantenemos colchones de liquidez y estructuramos deuda sin recurso a nivel proyecto cuando resulta óptimo, lo que respalda una gestión disciplinada de nuestro endeudamiento y crecimiento. Hemos podido expandir nuestra base de capacidad instalada durante los últimos diez años manteniendo nuestro objetivo de apalancamiento neto consolidado.

Equipo directivo experimentado y protagonistas del salto cuántico de las energías renovables 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 17 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 cumplimiento. Nuestro Directorio y sponsors 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 stakeholders.



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

Nuestra estrategia

Crecimiento disciplinado y asignación de capital

Nuestro enfoque de crecimiento se basa 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 y niveles de apalancamiento existentes, así como por relaciones de financiamiento diversificadas. Podemos acelerar este ritmo de desarrollo de capacidad instalada sujeto a financiamiento adicional. Cada decisión de inversión se rige por una estricta disciplina de FCD, con proyectos evaluados y secuenciados en función de un conjunto integral de criterios: calidad del recurso, costo y cronograma de interconexión, plazo y solvencia crediticia del PPA, complejidad del gasto de capital y adecuación general al portafolio.

Nuestro plan de financiamiento está intencionalmente diversificado, recurriendo a una combinación de DFIs, ECAs, bonos locales e internacionales y deuda a nivel de proyecto. Nuestro programa de emisor frecuente y trayectoria comprobada en financiamiento verde nos brindan acceso probado al capital, mientras que nuestra prudente gestión de obligaciones financieras —escalando vencimientos, manteniendo colchones de liquidez y estructurando deuda sin recurso a nivel proyecto cuando resulta óptimo— respalda 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 largo plazo, de alta calidad 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. Para el período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, nuestros ingresos vinculados a CAMMESA representaron el 72% de nuestra base de ingresos, con aproximadamente el 45% de los ingresos respaldados por el crédito del fideicomiso FODER, el 15% de los ingresos vinculados al programa GENREN y aproximadamente el 13% de los ingresos vinculados a remuneración térmica (Energía Base y Resolución 21/2016). Nuestra arquitectura de comercialización bajo el marco MATER está diseñada para minimizar la exposición mercantil por política, asegurando que la gran mayoría de nuestros ingresos esté respaldada por contratos estables y predecibles con contrapartes sólidas.

Hemos desarrollado un sólido portafolio crediticio —incluyendo cartas de crédito y prepagos de energía— para mejorar aún más la bancabilidad 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 verticales, como la minería y la electrificación del petróleo y gas, ofreciendo soluciones a medida que combinan generación renovable con capacidad de transmisión y almacenamiento.

Nuestra estrategia de contratación es dinámica y con visión de futuro: recontratamos sistemáticamente a medida que se acercan los vencimientos, mantenemos diálogos activos con clientes existentes y potenciales, y monitoreamos continuamente las tendencias del mercado para anticipar cambios en la demanda. Para 2028, luego del vencimiento de los PPAs de Bragado II y III, esperamos que la mayoría de nuestro volumen esté bajo contratos RenovAr y MATER, con exposición al mercado spot de nuestra base de ingresos permaneciendo mínima por diseño.

Inversiones estratégicas en infraestructura de transmisión para habilitar capacidad de generación. Hemos asegurado interconexión para 564 MW de activos en construcción y listos para construir. Respecto a nuestro plan de crecimiento de mediano y largo plazo, un acelerador clave para nuestro crecimiento es la capacidad de desarrollar capacidad renovable adicional mediante inversiones específicas en infraestructura de transmisión, tal como lo permite la Resolución 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 nuevas energías renovables. La estrategia de Genneia es participar proactivamente en las subastas MATER en las que puede obtenerse capacidad de interconexión sin inversiones asociadas a activos no generadores, pero mantener apertura estratégica para invertir en subestaciones, líneas cortas de vinculación y otras mejoras de la red que incrementen la capacidad del nodo, convirtiendo así un pipeline latente en megavatios entregables.

Estas inversiones están sujetas a los mismos objetivos rigurosos de FCD y disciplina de contingencias que nuestros proyectos de generación y son supervisadas por nuestro equipo de ingeniería interno. Al construir de manera selectiva infraestructura de transmisión, podemos reservar capacidad adicional para proyectos de Genneia con uso prioritario durante cinco años, creando una ventaja competitiva sólida y permitiendo la captura de valor multiproyecto en nodos estratégicos. Este enfoque no solo acelera nuestro propio crecimiento, sino que también contribuye a la modernización y resiliencia más amplia de la red eléctrica argentina. Un ejemplo es la subestación Puerto Madryn–Transener, que construimos con un socio para asegurar la interconexión de nuestro parque eólico Madryn. La puesta en marcha se ejecutó en un plazo de 30 meses, con COD final en septiembre de 2019. Esta inversión adicional en la ampliación de una subestación de 500 kV permitió agregar 420 MW de capacidad para Genneia y su socio.

Liderazgo tecnológico y flexibilidad estratégica

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

También mantenemos flexibilidad estratégica para perseguir adquisiciones selectivas, generadoras de valor y guiadas por FCD, cuando dichas transacciones complementan nuestro crecimiento orgánico, generan sinergias operativas o desbloquean valor estratégico —como consolidación de hubs eólicos, integración de activos brownfield o adquisición de proyectos con PPAs atractivos o posiciones nodales favorables.

Excelencia en ESG y gobernanza

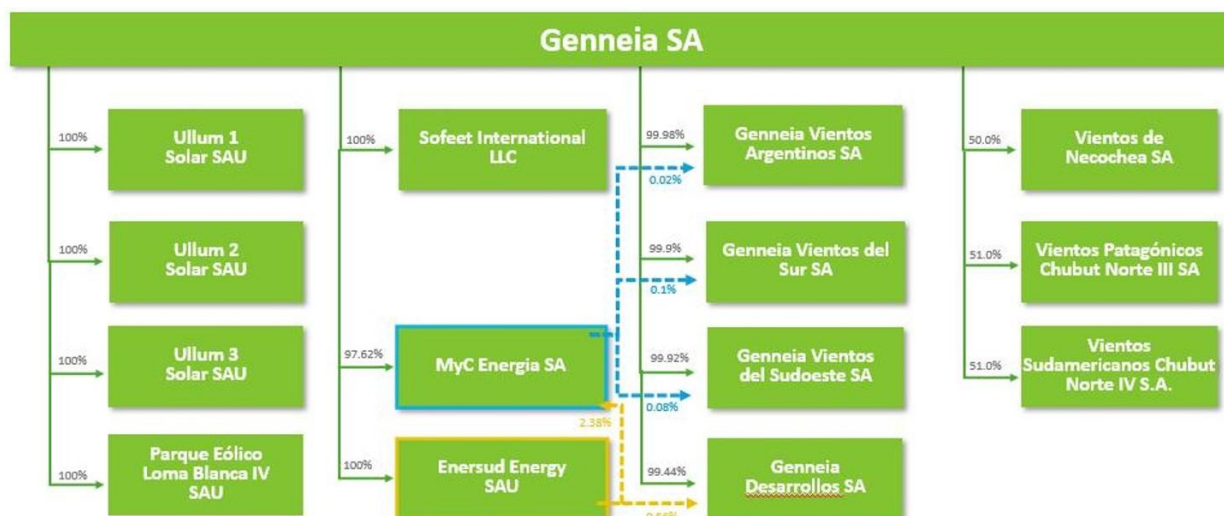
Nuestro crecimiento disciplinado se sustenta en estándares ESG y de gobernanza de primer nivel, consistentes con los requisitos de DFIs y ECAs. Adherimos a los más altos estándares internacionales, incluidos los estándares de desempeño de IFC y las guías ambientales, de salud y seguridad (“EHS”) del Grupo Banco Mundial, y mantenemos prácticas sólidas de gobernanza con fuerte supervisión del Directorio y funciones de auditoría, cumplimiento y legales integradas en toda la organización.

Nuestros sponsors han brindado apoyo de capital y continuidad a través de múltiples ciclos de construcción, asegurando alineación con estándares ESG y prácticas de relacionamiento con stakeholders al nivel IFC. Integramos consideraciones ESG en cada fase del ciclo de vida del proyecto —desde la selección del sitio y el involucramiento comunitario hasta la construcción, operaciones y desmantelamiento— lo que nos permite asegurar apoyo recurrente de prestamistas e inversores internacionales líderes, y entregar proyectos que son a la vez financierables y sostenibles.

Nuestra estructura corporativa

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

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**



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 (tal como se define más adelante) (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 Chubut Norte IV S.A. (participación accionaria del 51%, propietaria del parque eólico Chubut Norte IV), Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (participación accionaria del 51%, propietaria del parque eólico Chubut Norte III) y Vientos de Necochea S.A. (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 vehículo de propósito específico para la ejecución, desarrollo y operación de nuestro parque eólico Chubut Norte I.
- Genneia Vientos del Sudoeste S.A. es una subsidiaria constituida en 2016, como vehículo de propósito específico 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.

- 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 Fuego 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 negocio conjunto 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 Fuego 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.



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Resumen de nuestros activos en operación

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

	Ubicación	COD	Capacidad instalada bruta a la fecha de este Suplemento de Prospecto (MW)
Parques eólicos			
Rawson I y II	Provincia de Chubut	Enero 2012	83,65
Trelew	Provincia de Chubut	Agosto 2013 ⁽¹⁾	51,00
Rawson III	Provincia de Chubut	Diciembre 2017	25,05
Madryn I	Provincia de Chubut	Noviembre 2018	71,10
Villalonga I	Provincia de Buenos Aires	Diciembre 2018	51,75
Chubut Norte I	Provincia de Chubut	Diciembre 2018	28,80
Chubut Norte II	Provincia de Chubut	Marzo 2021	26,3
Chubut Norte III ⁽⁴⁾	Provincia de Chubut	Febrero 2021	57,7
Chubut Norte IV ⁽⁴⁾	Provincia de Chubut	Febrero 2021	83,2
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	12,00
Madryn II	Provincia de 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
Total			1,799

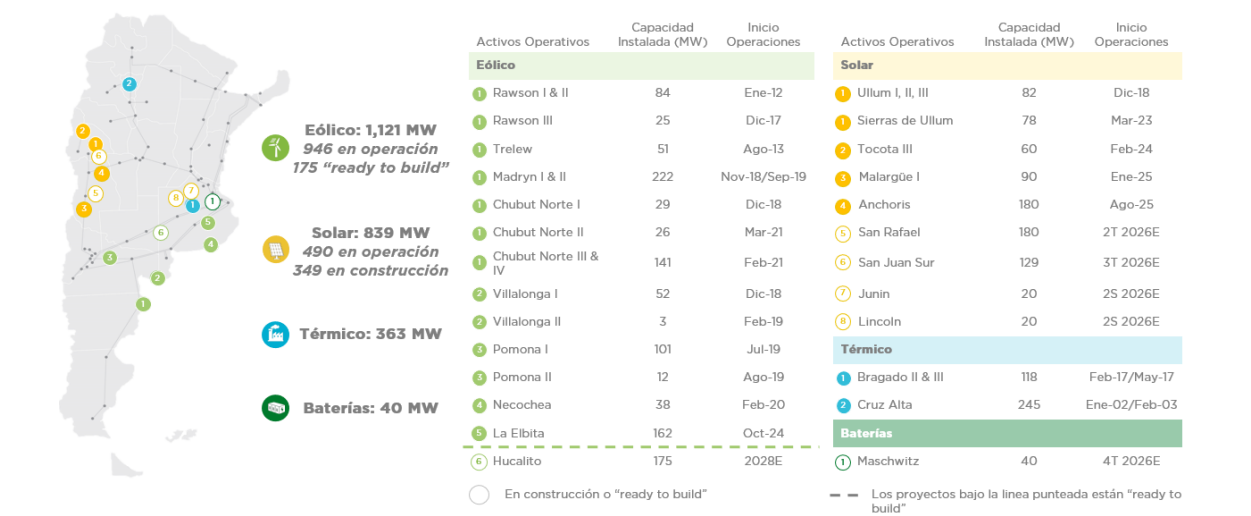
- (1) Esta planta entró en operación comercial en agosto de 2013, pero ha sido operada por nosotros desde el 29 de noviembre de 2017 cuando adquirimos el parque eólico.
- (2) Nuestra participación accionaria en Necochea es del 50%.
- (3) Esta planta alcanzó su plena operación comercial en febrero de 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 siguiente mapa muestra las ubicaciones geográficas de nuestros activos de generación de energía en operación a la fecha de este Suplemento de Prospecto:



- 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 2024, 2023 y 2022 y para los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2025 y 2024:

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		Ejercicio finalizado al el 31 de diciembre de		
	2025	2024	2024	2023	2022
(en millones de Pesos)					
Parques eólicos					
Rawson I y II					
Ventas	28.094	22.584	32.246	11.628	4.692
Factor de disponibilidad	97,2%	97,1%	97,8%	97,9%	96,7%
Generación neta (GWh)	140,4	130,5	268,9	279,4	271,8
Rawson III					
Ventas	6.254	8.916	5.774	3.258	1.071
Factor de disponibilidad	94,8%	96,7%	96,1%	96,2%	96,6%
Generación neta (GWh)	53,1	50,9	103,7	102,9	106,2
Trelew					
Ventas	23.928	10.346	15.541	5.808	2.614

	Periodo de nueve meses finalizado el		Ejercicio finalizado al el		
	30 de septiembre,		31 de diciembre de		
	2025	2024	2024	2023	2022
	(en millones de Pesos)				
Factor de disponibilidad	81,4%	53,8%	65, %	81,1%	83,6%
Generación neta (GWh)	75,1	51,5	127,2	154,4	150,1
Chubut Norte I					
Ventas	9.158	6.815	9.498	3.525	1.407
Factor de disponibilidad	98,1%	97,2%	95,9%	98,4%	97,0%
Generación neta (GWh)	65,3	63,5	126,1	131,4	129,0
Madryn I					
Ventas	24.112	18.719	26.433	9.052	3.731
Factor de disponibilidad	92,0%	97,5%	97,3%	96,6%	96,5%
Generación neta (GWh)	147,6	150,2	303,9	307,0	308,4
Madryn II					
Ventas	50.953	38.639	54.780	18.872	7.669
Factor de disponibilidad	95,1%	96,1%	96,3%	96,6%	96,1%
Generación neta (GWh)	312,0	313,0	633,2	639,2	643,2
Villalonga I					
Ventas	14.081	10.111	14.785	5.039	2.244
Factor de disponibilidad	92,1%	89,4%	92,4%	93,0%	96,6%
Generación neta (GWh)	110,3	107,5	221,3	224,8	246,6
Villalonga II					
Ventas	1.019	308	683	351	120
Factor de disponibilidad	97,8%	90,4%	90,9%	96,4%	96,3%
Generación neta (GWh)	7,7	7,3	14,3	15,4	16,2
Pomona I					
Ventas	23.133	17.753	25.632	8.947	3.761
Factor de disponibilidad	95,4%	94,0%	94,6%	95,7%	96,8%
Generación neta (GWh)	187,7	187,9	377,2	392,8	416,5
Pomona II					
Ventas	2.687	1.507	2.778	1.072	403
Factor de disponibilidad	95,4%	94,0%	94,6%	95,7%	96,8%
Generación neta (GWh)	187,7	187,9	377,2	392,8	416,5
Necochea⁽¹⁾					
Ventas	9.044	7.112	9.693	3.696	1.317
Factor de disponibilidad	96,9%	94,5%	94,9%	96,9%	89,1%
Generación neta (GWh)	73,9	78,6	151,7	155,0	151,3
Chubut Norte II					
Ventas	5.689	3.220	5.261	1.785	1.407
Factor de disponibilidad	94,6%	97,8%	98,0%	98,5%	98,6%
Generación neta (GWh)	48,7	42,6	89,4	85,0	98,6



	Periodo de nueve meses finalizado el		Ejercicio finalizado al el		
	30 de septiembre,		31 de diciembre de		
	2025	2024	2024	2023	2022
	(en millones de Pesos)				
Chubut Norte III ⁽¹⁾					
Ventas	10.787	7.735	10.696	3.440	1.577
Factor de disponibilidad	95,9%	97,3%	97,2%	95,2%	97,4%
Generación neta (GWh)	125,4	118,0	242,4	219,5	246,6
Chubut Norte IV ⁽¹⁾					
Ventas	15.796	12.051	16.870	5.890	2.378
Factor de disponibilidad	94,6%	98,0%	97,5%	93,4%	97,7%
Generación neta (GWh)	194,3	196,9	393,2	383,6	377,9
La Elbita ⁽²⁾					
Ventas	38.748	6.717	18.572	-	-
Factor de disponibilidad	97,3%	—	—	—	—
Generación neta (GWh)	333,6	10,0	313,3	—	—
Parques solares					
Ullum 1					
Ventas	3.174	2.464	3.838	1.409	541
Factor de disponibilidad	81,2%	81,3%	81,8%	77,4%	79,9%
Generación neta (GWh)	28,2	28,8	62,5	61,2	62,5
Ullum 2					
Ventas	3.277	2.541	3.955	1.273	565
Factor de disponibilidad	81,8%	84,1%	84,1%	82,4%	82,2%
Generación neta (GWh)	27,7	28,9	62,6	63,1	64,4
Ullum 3					
Ventas	4.334	3.374	5.216	1.650	722
Factor de disponibilidad	83,8%	83,5%	83,4%	80,5%	82,2%
Generación neta (GWh)	35,7	36,7	79,3	79,6	82,5
Sierras de Ullum					
Ventas	9.567	5.534	10.425	3.348	—
Factor de disponibilidad	59,9%	80,4%	77,1%	75,7%	—
Generación neta (GWh)	53,2	85,5	186,3	125,4	—
Tocota III					
Ventas	6.416	3.289	5.383	2	—
Factor de disponibilidad	63,4%	59,1%	58,2%	—	—
Generación neta (GWh)	58,5	50,2	152,4	—	—
Malargue I					
Ventas	11.084	—	—	—	—
Factor de disponibilidad	75,7%	—	—	—	—
Generación neta (GWh)	103,9	—	—	—	—
Anchoris					
Ventas	8.302	—	—	—	—



	Periodo de nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		Ejercicio finalizado al el 31 de diciembre de		
	2025	2024	2024	2023	2022
	(en millones de Pesos)				
Factor de disponibilidad	68.5%	—	—	—	—
Generación neta (GWh)	11,7	—	—	—	—
Centrales térmicas					
Bragado					
Ventas	28.862	21.416	29.415	10.399	4.178
Factor de disponibilidad	98,8%	98,4%	97,7%	98,8%	94,5%
Generación neta (GWh)	58,2	52,3	135,5	274,4	256,2
Cruz Alta					
Ventas	13.788	8.875	14.075	4.796	2.128
Factor de disponibilidad	83,3%	92,5%	81,0 %	89,1%	97,9%
Generación neta (GWh)	26,7	78,9	205,2	72,7	20,7

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

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

Parques eólicos

Parques eólicos Rawson I, II y III

Los parques eólicos Rawson, ubicados en la provincia del Chubut, constituyen uno de los primeros proyectos eólicos a gran escala de la Argentina. Al 30 de septiembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US\$193,4 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 266.892 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre 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 N° 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 migraron 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 (VCS) 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 N.º 1/2009 a Isolux Corsán (a través de Parque Eólico Loma Blanca IV) 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. 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 aerogeneradores estaban plenamente operativos, incrementando tanto la producción como la disponibilidad del parque eólico. Al 30 de septiembre de 2025, el plan de mejoras de la instalación de Trelew implicó una inversión de US\$ 26,0 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps.35.880 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre 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.

Parques eólicos Madryn

Los parques eólicos Madryn, ubicados en la provincia del Chubut, cuentan con una capacidad instalada total de 222,3 MW. Al 30 de septiembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US\$ 321,4 (equivalentes a aproximadamente en Ps. 443.532 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre 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 N.º 4, aproximadamente 13 km al oeste de Puerto Madryn, provincia del Chubut. El proyecto también incluyó la construcción de una subestación transformadora y de

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

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 202/2016 del Ministerio de Energía y Minería.

Parques eólicos Villalonga I y II

Los parques eólicos Villalonga, ubicados en la provincia de Buenos Aires, constituyen uno de nuestros proyectos de generación eólica desarrollados bajo el programa RenovAr y contratos PPA privados. Al 30 de septiembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US\$82,9 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 114.402. millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre 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 N° 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%.

Parques eólicos Chubut Norte I, II, III y IV

Los parques eólicos Chubut Norte I, II, III y IV, ubicados en la provincia del Chubut, constituyen uno de nuestros proyectos insignia de energía renovable, desarrollados en cuatro etapas, con una capacidad instalada total de 195,3 MW. Al 30 de septiembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US\$279,0 (equivalentes a aproximadamente en Ps. 385.020 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre 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 GVS, 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 Chubut Norte III S.A. ("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 Chubut Norte IV S.A. ("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: 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.

Parques eólicos Pomona I y II

Los parques eólicos Pomona, ubicados en la provincia de Río Negro, cuentan con una capacidad instalada total de 113,4 MW. Al 30 de septiembre de 2025, la inversión total en estos parques ascendía a aproximadamente US\$147,9 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 204.102 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre de 2025), desarrollados 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

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

kV que conecta el parque al SADI a través de la línea Choele Choel–Luis Beltrán, permitiendo la distribución de energía a nivel 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 CO₂.

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 30 de septiembre de 2025, la Compañía había invertido aproximadamente US\$66,0 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 91.080 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre 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 S.A. suscribió un contrato con Vestas Argentinas S.A. 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 30 de septiembre de 2025, la Compañía había invertido aproximadamente US\$ 253,7 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 350.106 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre de 2025).

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

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.

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 5 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

Parques solares Ullum 1, 2 y 3

Los parques solares Ullum 1, 2 y 3, ubicados en la Provincia de San Juan, fueron las primeras plantas solares desarrolladas 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 (equivalentes a aproximadamente en Ps.115.092 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre de 2025) al 30 de septiembre de 2025, alcanzando una capacidad instalada total de 82 MW:

- **Ullum 1:** 25 MW de capacidad instalada, COD en diciembre de 2018.
- **Ullum 2:** 25 MW de capacidad instalada, COD en diciembre de 2018.
- **Ullum 3:** 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.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

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 1, 2 y 3, en la provincia de San Juan, sobre un predio de 159 hectáreas arrendadas. Al 30 de septiembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US\$ 60.2 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 83.076 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre 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 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 30 de septiembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US\$54,8 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 75.624 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre 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.

Al momento de este Suplemento de 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) forma parte de nuestra cartera de proyectos renovables, destinado a la generación eléctrica para su venta a clientes privados bajo el marco MATER. El parque contará con 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 de la Provincia de Mendoza. El predio donde se emplaza la instalación es arrendado.

Se estima una inversión preliminar de aproximadamente US\$90 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 124.200 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre de 2025). A la fecha de este Suplemento de 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 7 de enero de 2025, y (ii) 30 MW el 21 de enero de 2025.



De acuerdo con la regulación del MATER, para mantener el derecho de capacidad de interconexión, la Compañía debe abonar cánones trimestrales hasta la fecha efectiva del COD, los cuales se capitalizan bajo el rubro “Propiedades, planta y equipo” en el estado de situación financiera.

Parque solar Anchoris

El parque solar Anchoris forma parte de nuestra cartera de proyectos renovables, destinado a la generación eléctrica para su venta a clientes privados bajo el marco MATER. Contará con una capacidad instalada de 180 MW y estará ubicado sobre la Ruta 48 km 2, a 2 km al oeste de la Ruta Nacional 40, con acceso a 2,5 km al norte de la localidad de Anchoris, 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. Se estima una inversión preliminar de aproximadamente US\$160,0 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 220.800 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre de 2025).

A la fecha de este Suplemento de 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.

De acuerdo con la regulación del MATER, para mantener el derecho a la capacidad de interconexión, la Compañía debe abonar cánones trimestrales desde el trimestre en que se asigna la prioridad y hasta la fecha efectiva del COD, los cuales se capitalizan bajo el rubro “Propiedades, planta y equipo” en el estado de situación financiera.

Centrales térmicas

En 2007, participamos en un proceso de licitación internacional (RFP N° 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). La inversión total para estos proyectos fue de US\$103 millones, 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

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

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.

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 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 2 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 6,0 años al 30 de septiembre de 2025 y 7,5 años al 31 de diciembre de 2024.

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 el Marco de Remuneración de Energía Base de CAMMESA, el 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 Suplemento de Prospecto:



	Estado	Capacidad instalada bruta (MW) ⁽¹⁾	Tarifas para la capacidad firme ⁽¹⁾⁽⁴⁾	Factor de disponibilidad requerido ⁽¹⁾⁽⁵⁾	Reembolso de gastos por electricidad suministrada ⁽¹⁾⁽⁷⁾	Tarifas de Electricidad Suministrada ⁽⁷⁾	Vencimiento	Contraparte
Parques eólicos:								
Rawson I	Operativo	52,50	N/A	N/A	N/A	128,70	Diciembre 2027 ⁽⁹⁾	MATER
Rawson II	Operativo	31,15	N/A	N/A	N/A	60,00	— ⁽⁸⁾	MATER
Trelew	Operativo	51,00	N/A	N/A	N/A	127,01	Agosto 2028 ⁽⁹⁾	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	07/2039	CAMMESA
Necochea	Operativo	37,95	N/A	N/A	N/A	55,50	02/2040	CAMMESA
La Elbita	Operativo	162,00	N/A	N/A	N/A	60,00	— ⁽⁸⁾	MATER
Plantas de energía solar								
Ullum 1 ⁽¹⁾⁽⁸⁾	Operativo	25,00	N/A	N/A	N/A	53,73	Diciembre 2038	CAMMESA
Ullum 2 ⁽¹⁾⁽⁸⁾	Operativo	25,00	N/A	N/A	N/A	55,73	Diciembre 2038	CAMMESA
Ullum 3 ⁽¹⁾⁽⁸⁾	Operativo	32,00	N/A	N/A	N/A	57,73	Diciembre 2038	CAMMESA
Sierras de Ullum	Operativo	78,00	N/A	N/A	N/A	60,00	— ⁽⁸⁾	
Tocota III	Operativo	60,00	N/A	N/A	N/A	60,00	— ⁽⁸⁾	
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
Centrales térmicas								
Bragado II	Operativo	58,00	25,000	N/A	7.45/10.15	N/A	Febrero 2027	CAMMESA
Bragado III	Operativo	60,30	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.\$/MWh, 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. A 30 de septiembre de 2025, el plazo medio ponderado de nuestros PPAs con compradores privados era de 6,0 años.
- (9) La fecha de vencimiento de nuestros PPA para los parques eólicos Rawson I y II y 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. Tras la finalización de sus contratos de energía con CAMMESA, Rawson I y II se incorporaron al programa MATER el 1 de octubre de 2025 y el 1 de mayo de 2025, respectivamente.



(10) Firmamos tres PPA con CAMMESA para energía solar. Los PPAs cubren el 100% de la capacidad instalada de nuestros parques solares de Ullum.

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;

(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 Suplemento de 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.
- 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.

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 Mercado Eléctrico Mayorista (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 202/2016 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 Suplemento de 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; 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.



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

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 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 el 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

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

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.

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 21/2016, 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 30 de septiembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US\$106,4 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 146.832 millones, calculados al tipo de cambio vigente al 30 de septiembre de 2025), 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 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. Aproximadamente el 80% de nuestra energía se vende bajo contratos firmes delivery-or-pay al nivel P75, mientras que el 20% 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 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.

Entre diciembre de 2024 y septiembre de 2025, incorporamos a nuestra cartera la generación proveniente de Malargüe I, Rawson I, Rawson II y Anchoris. Como resultado, al 30 de septiembre 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 Bunge. La energía vendida a casi todos nuestros usuarios privados fue generada por los parques Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III y La Elbita.

La tabla siguiente muestra determinada información relativa a nuestros activos de generación de energía renovable



comprometidos bajo PPAs MATER.

Facilidad	Tipo de energía	Estado	COD	MW	Cientes ⁽³⁾
Rawson I ⁽¹⁾	Viento	En funcionamiento	Enero 2012	52,50	Grandes usuarios
Rawson II ⁽¹⁾	Viento	En funcionamiento	Enero 2012	31,15	Grandes usuarios
Rawson III ⁽²⁾	Viento	En funcionamiento	Diciembre 2017	25,05	Grandes usuarios
Chubut Norte II	Viento	En funcionamiento	Marzo 2021	26,28	Grandes usuarios
Villalonga II	Viento	En funcionamiento	Febrero 2019	3,45	Grandes usuarios
Pomona II	Viento	En funcionamiento	Agosto 2019	12,00	Grandes usuarios
La Elbita	Viento	En funcionamiento	Octubre 2024	162,00	Grandes usuarios
Sierras de Ullum	Solar	En funcionamiento	Marzo 2023	78,00	Grandes usuarios
Tocota III	Solar	En funcionamiento	Febrero 2024	60,00	Grandes usuarios
Malargüe	Solar	En funcionamiento	Enero 2025	90,00	Grandes usuarios
Anchoris	Solar	En funcionamiento	Agosto 2025	180,00	Grandes usuarios
San Rafael	Solar	En obra	Primer trimestre de 2026	180,00	Grandes usuarios
San Juan Sur	Solar	En obra	Segundo trimestre de 2026	129,00	Grandes usuarios

- (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 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 7,5 años.

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.

Reglas para la Normalización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y su Transición Progresiva

El 20 de octubre de 2025, mediante la Resolución N.º 400/2025, la SE aprobó las “Reglas para la Normalización del

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Mercado Eléctrico Mayorista y su Transición Progresiva”, con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2025. Este marco regulatorio establece un proceso transitorio alineado con los objetivos de la Ley N.º 24.065 y el Decreto N.º 450/2025, incluyendo la categorización de la demanda, la clasificación de las unidades de generación como “Generación Asignada”, “Generación Spot” y “Nueva Generación”, y la implementación de esquemas específicos de remuneración por energía, potencia y servicios de confiabilidad. También introduce mecanismos para la gestión de combustibles, la contratación en el mercado a término y la fijación estacional de precios. Para más información, véase “Novedades Recientes – Modificaciones al MEM”.

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 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 septiembre de 2025).

A la fecha de este Suplemento de Prospecto, Genneia posee una participación de mercado del 21% 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 1,4 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



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

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 Suplemento de 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	31/03/2025	31/03/2026
Bragado II y III (Genneia)	Responsabilidad Civil	Berkley (100%)	10.000.000	—	25/10/2024	25/10/2025
Cruz Alta (Genneia Desarrollos S.A.)	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	31/03/2025	31/03/2026
Cruz Alta (Genneia Desarrollos S.A.)	Responsabilidad Civil	Berkley (100%)	10.000.000	—	25/10/2024	25/10/2025
Generación eólica						
Rawson I-III, PEM I-II, Villalonga II, Pomona II, Pechén II, La Elbita III (Genneia)	Todo Riesgo ⁽³⁾	Sancor (26%), Allianz (25%), Sura (25%), Nación (12,5%), Chubb (5,5%), San Cristóbal (4%), La Holando (2%)	414.495.779 ⁽¹⁾ 24.000.000 ⁽²⁾	147.546.610	31/03/2025	31/03/2026
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⁾	Opción (45%), Chubb (30%), Allianz (25%)	67.448.000 ⁽¹⁾ 10.000.000 ⁽²⁾	19.146.727	31/03/2025	31/03/2026
Villalonga (GVA)	Responsabilidad Civil	Allianz (100%)	5.000.000	—	31/03/2025	31/03/2026
Chubut Norte I (GVS)	Todo Riesgo ⁽³⁾	Opción (45%), Chubb (30%), Allianz (25%)	47.739.683 ⁽¹⁾ 10.000.000 ⁽²⁾	12.596.683	31/03/2025	31/03/2026
Chubut Norte I (GVS)	Responsabilidad Civil	Allianz (100%)	5.000.000	—	31/03/2025	31/03/2026
Necochea (Vientos de Necochea)	Todo Riesgo ⁽³⁾	Opción (45%), Chubb (30%), Allianz (25%)	67.000.000 ⁽¹⁾ 10.000.000 ⁽²⁾	13.336.055	31/03/2025	31/03/2026
Necochea (Vientos de Necochea)	Responsabilidad Civil	Allianz (100%)	5.000.000	—	31/03/2025	31/03/2026
Loma Blanca IV (Genneia)	Todo Riesgo ⁽³⁾	Sura (45%), Allianz (30,5%), Nación (23,5%), Sancor (6%), San Cristóbal (4%), La Holando (2%)	79.861.000 ⁽¹⁾ 24.000.000 ⁽²⁾	25.814.502	31/03/2025	31/03/2026
Loma Blanca IV (Genneia)	Responsabilidad Civil	Berkley (100%)	10.000.000	—	25/10/2024	25/10/2025
Chubut Norte IV (Vientos Sudamericanos)	Todo Riesgo ⁽³⁾	Sancor (100%)	97.128.418 ⁽¹⁾ 10.000.000 ⁽²⁾	21.475.599	16/04/2025	16/04/2026
Chubut Norte IV (Vientos Sudamericanos)	Responsabilidad Civil	Sancor (100%)	10.000.000	—	16/04/2025	16/04/2026
Chubut Norte III (Vientos Patagónicos)	Todo Riesgo ⁽³⁾	Sancor (100%)	64.850.125 ⁽¹⁾ 10.000.000 ⁽²⁾	14.528.803	16/04/2025	16/04/2026
Chubut Norte III (Vientos Patagónicos)	Responsabilidad Civil	Sancor (100%)	10.000.000 ⁽²⁾	—	16/04/2025	16/04/2026
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						



Sierras de Ullum (Genneia)	Todo Riesgo ⁽³⁾	Allianz (35%), Sura (25%), Nación (12,5%), La Holando Sudamericana (12,5%), San Cristóbal (10%), Sancor (5%)	60.087.309 ⁽¹⁾ 4.000.000 ⁽²⁾	11.787.911	31/03/2025	31/03/2026
Tocota III (Genneia)	Todo Riesgo ⁽³⁾	Chubb (100%)	51.196.670 ⁽¹⁾ 10.000.000 ⁽²⁾	6.248.977	29/12/2024	29/12/2025
Tocota III (Genneia)	Responsabilidad Civil	Chubb (100%)	10.000.000	—	20/12/2024	29/12/2025
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	07/01/2025	07/01/2026
Los Molles (Genneia)	Responsabilidad Civil	Chubb (100%)	10.000.000	—	07/01/2025	07/01/2026
Ullum 1-3 (Ullum)	Todo Riesgo ⁽³⁾	Allianz (35%), Sura (25%), Nación (12,5%), La Holando Sudamericana (12,5%), San Cristóbal (10%), Sancor (5%)	63.168.710 ⁽¹⁾ 12.000.000 ⁽²⁾	13.387.781	31/03/2025	31/03/2026
Construcción (CAR / EAR y relacionados)						
San Rafael Solar	CAR/EAR (3) (4)	Chubb (30%), Caja de Seguros (15%), Federación Patronal (35%), Starr (20%)	127.989.000 ⁽¹⁾ 10.000.000 ⁽²⁾	27.772.277	15/01/2025	15/3/2026
San Rafael Solar	Carga Marítima + DSU ⁽⁴⁾	Sancor (100%)	75.382.000	27.772.278	28/11/2024	27/11/2025
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	—	—
Lincoln y Junín Solar	Carga Marítima + DSU	Chubb (100%)	19.977.000	7.000.000	24/06/2025	30/03/2026
Otras coberturas						
Responsabilidad general de terceros (varios proyectos) ⁽⁵⁾	Responsabilidad Civil	Berkley (100%)	10.000.000	—	25/10/2024	25/10/2025
Directores y funcionarios	D&O	Starr (100%)	15.000.000	—	29/01/2025	29/01/2026

- (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 2024, 2023 y 2022 y al 30 de septiembre de 2025 y 2024. Todos nuestros empleados prestan funciones en Argentina.

	Al 30 de septiembre,		A 31 de diciembre,		
	2025	2024	2024	2023	2022
Alta Dirección	8	8	7	6	6
Profesionales	310	289	287	248	202
Administrativo	33	41	40	32	16
Personal de operación y mantenimiento	84	77	77	71	70
Plantilla total	435	415	411	357	294

El personal de operación y mantenimiento de nuestras plantas térmicas (que al 31 de diciembre de 2024 representaba el 18,00%) son miembros del sindicato Luz y Fuerza y el 0,73% son miembros de otros sindicatos. Aproximadamente el 18,73% de nuestros empleados están cubiertos por beneficios otorgados por convenios



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

colectivos. Históricamente, hemos mantenido buenas relaciones con los sindicatos y no hemos experimentado huelgas.

A la fecha de este Suplemento de 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 30 de septiembre de 2025, manteníamos provisiones por aproximadamente Ps. 700 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 nota 4(m) de nuestros Estados Financieros No Auditados y 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 Suplemento de 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 plantas térmicas. A la fecha de este Suplemento de 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, 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



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

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 Suplemento de 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, la cual remitió el expediente a la Procuración General.

Respecto del reclamo arbitral del parque eólico Loma Blanca IV, 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 Suplemento de 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 Suplemento de 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 Suplemento de 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.



RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA HISTÓRICA

De conformidad con lo dispuesto por el Artículo 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV, se incorpora por referencia y como parte del presente Suplemento los estados financieros consolidados auditados de la Sociedad para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 disponibles en la página web de la CNV, ítem “*Información Financiera*”, bajo los ID 3329421 y 3164243, respectivamente y los Estados Financieros No Auditados por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, publicados en la AIF bajo el ID 3440837; junto con sus informes correspondientes de la Comisión Fiscalizadora y de Auditores.

Nuestros Estados Financieros No Auditados se presentan sobre la base de la aplicación de la NIC 34, “Información financiera intermedia”. La adopción de dicha norma, así como la de la totalidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (las “**NIIF**”), tal como fueron emitidas por el IASB fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (las “**FACPE**”) y por las Normas de la CNV.



FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, deben considerarse cuidadosamente los riesgos descritos a continuación y la información restante incluida en este Suplemento. Podemos enfrentar riesgos e incertidumbres adicionales que actualmente no conocemos o que, a la fecha de este Suplemento, no consideramos significativos, los cuales pueden afectar adversamente nuestros negocios. Cualquiera de los siguientes riesgos, si se materializan, podría afectar de manera material y adversa nuestro negocio, resultados operativos, perspectivas y condición financiera. En general, una inversión en títulos valores de emisores en un mercado emergente como Argentina está sujeta a un mayor grado de riesgo que una inversión en títulos valores de emisores en los Estados Unidos y ciertos otros mercados.

RIESGOS RELACIONADOS CON ARGENTINA, LA COMPAÑÍA Y SU NEGOCIO

Los recientes acontecimientos políticos en Argentina podrían afectar las condiciones macroeconómicas, regulatorias y sociales del país

El entorno regulatorio en la Argentina está sujeto a cambios frecuentes. El Congreso de la Nación Argentina ha adoptado recientemente medidas destinadas a revisar y, en ciertos casos, revocar decretos emitidos por el Poder Ejecutivo Nacional. En una sesión celebrada el 5 de septiembre de 2025, el Senado de la Nación aprobó un proyecto de ley (aún pendiente de aprobación por la Cámara de Diputados) destinado a restringir la facultad del Poder Ejecutivo para dictar Decretos de Necesidad y Urgencia (“DNU”), incrementando de ese modo la supervisión legislativa sobre la formulación de políticas futuras.

Asimismo, el Congreso ha reinstaurado determinadas regulaciones que habían sido vetadas previamente por el Poder Ejecutivo. La interacción continua entre los poderes Legislativo y Ejecutivo podría derivar en nuevos cambios en el marco regulatorio, los cuales podrían afectar adversamente la actividad, las operaciones, la situación financiera y los resultados operativos de la Sociedad.

La Sociedad no puede predecir el impacto que estas medidas, ni las que eventualmente adopte el Gobierno argentino en el futuro, puedan tener sobre la economía argentina en general y sobre el sector energético en particular. La incertidumbre política respecto de las políticas implementadas o que puedan implementarse en el futuro podría incrementar la volatilidad en los precios de mercado de los valores emitidos por emisores argentinos y tener un efecto adverso significativo sobre la economía, lo que a su vez podría afectar adversamente la actividad, la situación financiera y los resultados operativos de la Sociedad.

El 7 de septiembre de 2025 se celebraron elecciones legislativas provinciales de medio término en la Provincia de Buenos Aires, en las cuales el partido político Fuerza Patria obtuvo el 47,3% de los votos, mientras que el partido del Presidente Milei, La Libertad Avanza, obtuvo el 33,7%. Tras los comicios, los mercados de capitales locales e internacionales reaccionaron negativamente, lo que resultó en una mayor volatilidad de los activos argentinos y una caída en los precios de las acciones y bonos. Estos resultados ponen de manifiesto la sensibilidad del sentimiento inversor frente a los acontecimientos políticos en la Argentina, lo cual podría afectar adversamente la capacidad de la Sociedad para acceder a financiamiento (incluyendo los mercados internacionales de capitales) o las condiciones bajo las cuales dicho acceso se encuentre disponible.

No obstante, el 26 de octubre de 2025 se celebraron en todo el país las elecciones legislativas nacionales de medio término, destinadas a renovar la mitad de las bancas de la Cámara de Diputados 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 el 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.



Si bien los mercados financieros parecen haber reaccionado positivamente a los resultados de las elecciones, no puede garantizarse que estas condiciones se mantengan en el tiempo. La oposición política o social a las medidas de reforma del gobierno, desarrollos 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 argentina. Además, el resultado de estas elecciones podría derivar en cambios en las políticas gubernamentales que podrían afectar nuestro negocio. No podemos asegurar si dichos cambios ocurrirán o, en caso de ocurrir, estimar su momento ni sus posibles efectos sobre nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

Aun con la nueva composición del Congreso Nacional, el Poder Ejecutivo Nacional requiere alcanzar consensos para implementar su agenda, incluyendo la posibilidad de avanzar con las medidas de desregulación previstas en la denominada “Ley Bases”. A la fecha de este Suplemento, no puede preverse el impacto que dichas elecciones legislativas puedan tener sobre la economía argentina, ni asegurarse que la implementación de nuevas políticas gubernamentales no tenga un efecto adverso sobre las operaciones, los resultados financieros o la capacidad de la Sociedad para atender el pago de las Obligaciones Negociables.

Asimismo, no puede asegurarse que tales cambios ocurran, ni estimarse su oportunidad o sus posibles efectos sobre las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

Para mayor información, véase el Prospecto, sección “IV. Factores de Riesgo”.

RIESGOS RELATIVOS A LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

Nuestro nivel de endeudamiento puede afectar nuestra flexibilidad en la operación y desarrollo de nuestro negocio, así como nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones.

Al 30 de septiembre de 2025, la deuda financiera de la Emisora ascendía a U\$S 918,0 millones. El nivel de endeudamiento de la Emisora podría tener importantes consecuencias para los tenedores, entre ellas:

- podría hacer más difícil para la Sociedad generar un flujo de efectivo suficiente para satisfacer nuestras obligaciones con respecto a las Obligaciones Negociables, particularmente en caso de incumplimiento de uno de nuestros otros instrumentos de deuda;
- podría limitar el flujo de efectivo disponible para financiar nuestro capital de trabajo, gastos de capital u otros requisitos corporativos generales;
- podría aumentar nuestra vulnerabilidad a condiciones económicas y de la industria adversas en general, incluyendo incrementos en las tasas de interés, fluctuaciones en los tipos de cambio de divisas extranjeras y la volatilidad del mercado;
- podría limitar nuestra capacidad para obtener financiamiento adicional para reestructurar o refinanciar la deuda o para financiar el capital de trabajo futuro, los gastos de capital, otros requisitos corporativos generales y adquisiciones, ya sea en términos favorables o en absoluto;
- podría limitar nuestra flexibilidad en la planificación o reacción ante cambios en nuestro negocio y nuestra industria; y/o
- podría colocarnos en una desventaja competitiva en comparación con nuestros competidores con niveles de endeudamiento más bajos.



Además, es posible que incurramos en deuda adicional en el futuro. Sujeto a limitaciones específicas, las Obligaciones Negociables permitirán, y los instrumentos que rigen nuestra deuda existente permiten, que nosotros y nuestras subsidiarias actuales o futuras incurramos en deuda adicional. La incurrencia de deuda adicional podría exacerbar los riesgos descritos anteriormente.

Nuestra capacidad para cumplir con ciertos índices financieros contenidos en los instrumentos de deuda dependerá de nuestra capacidad para generar un flujo de efectivo suficiente que nos permita cumplir con dichos índices y pagar nuestro servicio de la deuda.

El Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables impondrá importantes restricciones operativas y financieras a la Emisora, las cuales podrían impedirle aprovechar ciertas oportunidades de negocio.

El Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables incluirá ciertos compromisos que, entre otras cosas, limitarán la capacidad de la Emisora para:

- contraer deuda adicional;
- pagar dividendos, realizar distribuciones o recomprar o rescatar acciones;
- cancelar anticipadamente, rescatar o recomprar ciertas deudas subordinadas;
- efectuar préstamos e inversiones;
- vender activos;
- incurrir en gravámenes;
- realizar operaciones con sus afiliadas;
- celebrar acuerdos que restrinjan la capacidad de las subsidiarias restringidas de la Emisora de pagar dividendos; y
- consolidar, fusionar o vender todos o sustancialmente todos nuestros activos.

Estos compromisos estarán sujetos a ciertas excepciones y salvedades. Para más información, véase “*Descripción de la Oferta y la Negociación—Ciertos Compromisos*”. Sin perjuicio de ello, estas restricciones podrían limitar la capacidad de la Emisora de aprovechar atractivas oportunidades de crecimiento de sus negocios que actualmente son imprevisibles, en particular, si se ve imposibilitada para obtener financiación o realizar inversiones para aprovechar estas oportunidades. Asimismo, el incumplimiento de cualquiera de estos compromisos o de cualquiera de dichas condiciones podría constituir un incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables. La capacidad de la Emisora para cumplir con estos compromisos podría verse afectada por hechos ajenos a su control, entre ellos, las condiciones económicas, financieras y de la industria y las autorizaciones utilizadas en sus actividades.

No existe un mercado de negociación establecido para la Obligaciones Negociables y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables es incierto.

Si bien la Emisora ha presentado una solicitud para que las Obligaciones Negociables coticen en BYMA, incluyendo en el Panel de bonos sociales, verdes y sustentables de BYMA, y en A3 Mercados, las Obligaciones Negociables constituirán una nueva emisión de títulos valores sin un mercado de negociación establecido o historial de negociación previo. La Emisora no puede garantizar que sus solicitudes serán aprobadas. Asimismo, no es posible garantizar que se desarrollará un mercado para las Obligaciones Negociables o que, de desarrollarse dicho mercado, que el mismo se mantendrá. Si no se desarrollara o no se mantuviera vigente un mercado de negociación, los

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

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

Las Obligaciones Negociables no constituyen títulos valores registrados en Estados Unidos y estarán sujetas a restricciones para su transferencia que podrían afectar adversamente el valor de las Obligaciones Negociables y limitar la capacidad de los tenedores de revenderlas.

Las Obligaciones Negociables no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores o bajo cualquier otra ley estatal en la materia y la Emisora no está obligada y actualmente no tiene previsto realizar dicho registro en el futuro inmediato. Las Obligaciones Negociables no podrán ser ofrecidas o vendidas, salvo en virtud de una exención o en el marco de una operación que no esté sujeta a los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores y de las leyes estatales aplicables que rigen en la materia. Dichas exenciones abarcan ofertas y ventas que se consuman fuera de Estados Unidos para personas no estadounidenses, en cumplimiento de la Reglamentación S y con arreglo a las leyes de títulos valores aplicables de cualquier otra jurisdicción y ventas a compradores institucionales calificados de EE. UU., según se define en la Regla 144A. Los inversores pueden tener que asumir los riesgos financieros de esta inversión por tiempo indeterminado.

Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a nuestra deuda garantizada y a los pasivos existentes y futuros de nuestras subsidiarias que no garanticen las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables constituirán nuestras obligaciones no subordinadas y ocuparán igual rango (*pari passu*), sin preferencia entre sí, con todas nuestras demás obligaciones presentes y futuras no garantizadas y no subordinadas (excepto aquellas obligaciones que tengan preferencia por disposición legal). Las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas preferencias legales, incluidas las reclamaciones por salarios, sueldos, seguridad social, impuestos y costas y gastos judiciales. Si nos viéramos sometidos a un procedimiento de quiebra, reorganización judicial o extrajudicial, o su equivalente, los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables ocuparían una posición inferior respecto de las preferencias legales antes mencionadas y, en consecuencia, nuestra capacidad para pagar los importes adeudados bajo las Obligaciones Negociables podría verse afectada.

Las Obligaciones Negociables no estarán garantizadas por ninguno de nuestros activos. Cualquier reclamo de acreedores garantizados con respecto a otros de nuestros activos que respalden su financiamiento tendrá prioridad sobre cualquier reclamo de los tenedores de las Obligaciones Negociables en relación con dichos activos.

Las Obligaciones Negociables no estarán garantizadas por nuestras subsidiarias, salvo en ciertas circunstancias limitadas. Nuestras subsidiarias son entidades legales separadas e independientes de nosotros. Nuestras subsidiarias no tienen obligación alguna de pagar los montos adeudados bajo las Obligaciones Negociables ni de proporcionarnos fondos para cumplir con nuestras obligaciones de pago respecto de las Obligaciones Negociables, ya sea en forma de dividendos, distribuciones, préstamos, garantías u otros pagos. Además, cualquier pago de dividendos, préstamos o adelantos por parte de nuestras subsidiarias podría estar sujeto a restricciones legales o contractuales. Los pagos que recibamos de nuestras subsidiarias también dependerán de sus ganancias y consideraciones comerciales. Nuestro derecho a recibir cualquier activo de nuestras subsidiarias en caso de quiebra, liquidación o reorganización,

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

y por lo tanto el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables a participar en dichos activos, estará efectivamente subordinado a los reclamos de los acreedores de dichas subsidiarias, incluidos los acreedores comerciales.

Podríamos no ser capaces de realizar una oferta por cambio de control según lo requerido por el Contrato de Fideicomiso que rige las Obligaciones Negociables.

Los términos de las Obligaciones Negociables requerirán que realicemos una oferta para recomprar las Obligaciones Negociables ante la ocurrencia de un evento específico de cambio de control, a un precio de compra igual al 101% del monto principal de las Obligaciones Negociables, más los intereses devengados hasta la fecha de recompra. Cualquier acuerdo de financiamiento que celebremos en el futuro podría requerir el reembolso de los montos pendientes en caso de un evento de cambio de control y limitar nuestra capacidad para financiar la recompra de las Obligaciones Negociables en ciertas circunstancias. Es posible que no dispongamos de fondos suficientes en el momento del evento de cambio de control para efectuar la recompra requerida de las Obligaciones Negociables o que las restricciones establecidas en otros acuerdos de financiamiento no permitan realizar dichas recompras.

La Emisora podría rescatar las Obligaciones Negociables antes del vencimiento.

Las Obligaciones Negociables son rescatables a opción de la Emisora bajo determinadas circunstancias especificadas en “Descripción de la Oferta y la Negociación—Rescate Optativo”. La Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables en aquellos momentos en los que las tasas de interés vigentes sean relativamente bajas. Por lo tanto, es posible que un inversor no pueda reinvertir los fondos obtenidos del rescate en un título comparable, a una tasa de interés efectiva tan alta como la de las Obligaciones Negociables.

Los términos del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables solo brindan protección limitada contra acontecimientos significativos que podrían repercutir negativamente en las Obligaciones Negociables.

Ante el acaecimiento de un Supuesto de Recompra por Cambio de Control (según se define en la sección “Descripción de la Oferta y la Negociación”), la Emisora deberá ofrecerse a recomprar todas las Obligaciones Negociables en circulación, conforme a lo estipulado en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables. Sin embargo, las disposiciones en materia de Supuestos de Recompra por Cambio de Control no ofrecen protección alguna ante ciertas operaciones sumamente apalancadas que podrían afectar adversamente a los tenedores. Por ejemplo, una recapitalización, refinanciación, restructuración o adquisición apalancada iniciada por la Emisora, en general, no constituirá un Supuesto de Recompra por Cambio de Control. Por consiguiente, la Emisora podría consumir alguna de esas operaciones incluso aunque la misma pueda incrementar el monto total de su deuda pendiente, afectar adversamente su estructura de capital o calificación crediticia, o bien afectar adversamente a los tenedores de las Obligaciones Negociables. En caso de consumarse alguna de esas operaciones, el valor de las Obligaciones Negociables podría disminuir. Asimismo, los compromisos restrictivos de índole financiera de las Obligaciones Negociables se encuentran sujetas a excepciones significativas.

El precio al que los tenedores podrán vender sus Obligaciones Negociables antes del vencimiento dependerá de numerosos factores y puede ser significativamente inferior al monto invertido originalmente.

El valor de mercado de las Obligaciones Negociables en cualquier momento podría verse afectado por cambios en el nivel de riesgo percibido con respecto a la Emisora o al mercado. Por ejemplo, un incremento en el nivel de riesgo percibido podría provocar una disminución en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por el contrario, una disminución en el nivel de riesgo percibido podría provocar un incremento en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El nivel de riesgo percibido se verá influenciado por factores políticos, económicos, financieros y de otra índole que

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

son complejos y están interrelacionados, los cuales pueden repercutir en los mercados de dinero en general y/o en el mercado en el que opera la Emisora. Volatilidad es el término empleado para describir el tamaño y la frecuencia de las fluctuaciones del mercado. Si la volatilidad de la percepción del riesgo varía, el valor de mercado de las Obligaciones Negociables podría cambiar.

Los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de la Emisora, o sus directores, funcionarios y personas controlantes y ciertos de nuestros activos pueden no ser embargables ni susceptibles de ejecución.

La Emisora está constituida bajo las leyes de Argentina y su domicilio social se encuentra en la Provincia de Buenos Aires, Argentina. Los directores, funcionarios y personas controlantes de la Emisora tienen su domicilio fuera de Estados Unidos. Asimismo, una parte significativa de los activos de la Emisora, así como de los activos de sus respectivos directores, funcionarios y personas controlantes, están ubicados fuera de Estados Unidos. Por ende, podría ser dificultoso para los tenedores de Obligaciones Negociables cursar notificaciones judiciales dentro de Estados Unidos a dichas personas o ejecutar sentencias en su contra, incluso en cualquier acción por responsabilidad civil entablada bajo las leyes estadounidenses en materia de títulos valores. Asimismo, conforme a la legislación argentina, las sentencias dictadas en el extranjero son ejecutables en tanto se cumplan los requisitos de los artículos 517 a 519 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación, entre ellos, que la sentencia no sea violatoria de los principios de orden público del derecho argentino, conforme lo determinado por un tribunal argentino. La Emisora no puede garantizar que un tribunal argentino no considerará que la ejecución de sentencias dictadas en el extranjero que exijan a la Emisora efectuar un pago al exterior en moneda extranjera en virtud de las Obligaciones Negociables es contraria a los principios de orden público de Argentina, si en ese momento existen restricciones legales que prohíben a deudores argentinos transferir divisas fuera del país para cancelar deudas. En base a la opinión de los asesores jurídicos de la Emisora en Argentina, existe duda respecto de la exigibilidad contra los directores, funcionarios y personas controlantes de la Emisora en Argentina, en acciones originales, de responsabilidades fundadas únicamente en las leyes federales estadounidenses 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 generalmente parte de una actividad de interés general, y su embargo no está restringido por imperio de la ley. Sin embargo, 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. Véase “Ejecución de Sentencias Extranjeras”.

Los pagos a inversores residentes de jurisdicciones "no cooperantes" o a inversores que canalizaron sus inversiones a través de estas, podrían estar sujetos a impuestos de retención.

En diciembre de 2017, Argentina introdujo una reforma tributaria integral que exigía el pago de impuestos a ciertas jurisdicciones "no cooperantes" bajo instrumentos financieros como las Obligaciones Negociables. Hay incertidumbre sobre el alcance de dicha reforma y si bien Estados Unidos y muchos otros países desarrollados actualmente no son considerados jurisdicciones "no cooperantes" a la fecha de este Suplemento, no se puede garantizar que la lista de jurisdicciones consideradas “no cooperantes” no será modificada en el futuro. Los pagos de intereses a los tenedores de las Obligaciones Negociables residentes de estas jurisdicciones, o que canalizaron sus inversiones a través de las mismas, estarán sujetos a impuestos de retención a una tasa del 35% y la Emisora no efectuará pagos acrecentados a estos tenedores por este concepto.

La lista oficial de jurisdicciones consideradas "no cooperantes" a efectos tributarios a la fecha de este Suplemento

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

fue publicada bajo el Artículo 24 del Decreto N.º 862/19, modificado, entre otros, por el Decreto N.º 603/2024. Las autoridades tributarias argentinas deben informar las actualizaciones para modificar esta lista. Tenga en cuenta que esta lista de jurisdicciones puede cambiar de vez en cuando. Para más información, consulte "*Información Adicional—Carga Tributaria*". Como resultado de esta incertidumbre, las Obligaciones Negociables podrían enfrentar una reducción de liquidez, lo que podría afectar adversamente el precio de mercado y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

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

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

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

Esperamos recibir calificaciones crediticias de ciertas agencias de calificación para las Obligaciones Negociables. Las calificaciones abordan el pago puntual de intereses en cada fecha de pago de intereses y el capital al vencimiento. Dichas calificaciones son de alcance limitado y no abordan todos los riesgos materiales relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables, sino que reflejan únicamente las opiniones de las agencias de calificación en el momento en que se emiten las calificaciones. Las calificaciones de las Obligaciones Negociables no constituyen una recomendación para comprar, mantener o vender las Obligaciones Negociables, pueden ser modificadas, suspendidas o retiradas por la agencia de calificación en cualquier momento y no comentan sobre el precio de mercado o la idoneidad de las Obligaciones Negociables como inversión para un inversor en particular. Nuestras calificaciones actuales y las perspectivas de calificación que se nos asignan actualmente, y cualquier calificación atribuida a las Obligaciones Negociables, dependerán de las condiciones económicas y otros factores que afectan el riesgo crediticio y que están fuera de nuestro control. Cada calificación debe ser evaluada de manera independiente de las demás. Se pueden obtener explicaciones detalladas de las calificaciones de las agencias de calificación.

No podemos asegurarle que dichas calificaciones crediticias se mantendrán vigentes durante un período de tiempo determinado o que dichas calificaciones no serán rebajadas, suspendidas o retiradas completamente por las agencias de calificación, si, a juicio de dichas agencias, las circunstancias así lo justifican. Desarrollos negativos en nuestro negocio, condición financiera y resultados operativos u otros factores podrían causar que las agencias de calificación rebajen las calificaciones crediticias, o la perspectiva de calificación, de nuestra deuda a corto y largo plazo, lo que podría afectar nuestra capacidad para obtener nuevo financiamiento o refinanciar nuestros préstamos actuales e incrementar nuestros costos de emisión de nuevos instrumentos de deuda. Una rebaja en la calificación o la eliminación de las calificaciones podría tener un efecto adverso en el precio y la comercialización de las Obligaciones Negociables.

La Emisora puede realizar inversiones y otros pagos restringidos a pesar de estar altamente endeudada.



El Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables restringirá la capacidad de la Emisora y de sus subsidiarias restringidas para realizar ciertos pagos restringidos, entre ellos, dividendos, distribuciones o rescates con respecto a sus acciones de capital, o pagos de deudas subordinadas a las Obligaciones Negociables. Sin embargo, estas restricciones están sujetas a importantes excepciones. Por otra parte, el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables no restringe por completo la capacidad de la Emisora y la de sus subsidiarias restringidas para realizar inversiones entre ellas, inversiones en subsidiarias no restringidas que brindan financiamiento de proyectos. Estas excepciones incluyen un fondo general para inversiones permitidas por un monto equivalente a US\$200 millones o el 10%, lo que fuera mayor, del Activo Tangible Neto Consolidado de la Emisora, así como también un fondo para inversiones en subsidiarias que brindan financiamiento de proyectos por un monto equivalente a US\$200 millones o el 10%, lo que fuera mayor, del Activo Tangible Neto Consolidado de la Emisora. Véase “Descripción de la Oferta y la Negociación—Limitación a los Pagos Restringidos” y “Descripción de la Oferta y la Negociación—Ciertas Definiciones—Inversiones Permitidas”.

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

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

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

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

Si la Emisora entrase en quiebra, concurso, liquidación o si celebra un acuerdo preventivo 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 vigentes aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones de la Ley de Concursos y Quiebras de Argentina, en su versión vigente, 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 podrían no ser de aplicación (por ejemplo, la aprobación por la mayoría aplicable de los tenedores para modificar ciertas disposiciones de las Obligaciones Negociables). Los procesos de quiebra de Argentina en virtud de la Ley de Concursos y Quiebras difieren de los aplicados en Estados Unidos.

En especial, la Ley de Concursos y Quiebras establece que, en caso de títulos emitidos en serie, como es el caso de



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

las Obligaciones Negociables, sus tenedores participarán en la votación efectuada a fin de obtener el consentimiento necesario para aprobar un acuerdo con los acreedores y/o la restructuración de las deudas de la Emisora sujeto a un procedimiento para el cálculo de mayorías diferente al requerido con respecto a otros acreedores quirografarios. Bajo dicho procedimiento: (i) los tenedores se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez competente, en su caso; (ii) en ella, tenedores presentes expresarán a través de su voto su conformidad o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; (iii) el plan se considerará aprobado o rechazado en base al monto de capital total que vote a favor y el monto de capital total que vote en contra de la propuesta, más el acuerdo de los demás acreedores; (iv) la conformidad será exteriorizada por el fiduciario o por quien haya designado la asamblea, sirviendo el acta de la asamblea como instrumento suficiente; (v) podrá prescindirse de la asamblea cuando el fideicomiso o las normas aplicables a él prevean otro método de obtención de aceptaciones de los titulares de créditos que el juez estime suficiente; (vi) en los casos en que sea el fiduciario quien haya resultado verificado o declarado admisible como titular de los créditos, de conformidad a lo previsto en el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, éste podrá desdoblarse su voto; votando a favor del plan propuesto con respecto al capital en poder de los tenedores beneficiarios, quienes también tienen derecho a participar en la reunión, instruyéndolos para que lo acepten según lo establecido en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables o la ley aplicable y en contra de aquellos que los instruyan para rechazarlo. La propuesta se considerará aceptada o rechazada en función del voto mayoritario; (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 persona o mediante representantes 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 reducida en comparación al de otros acreedores.

Las sentencias de los tribunales argentinos que ordenen el cumplimiento de obligaciones denominadas en moneda extranjera pueden disponer el pago en Pesos Argentinos.

Si se iniciaran procedimientos ante los tribunales de Argentina con el fin de hacer cumplir nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, dichas obligaciones podrían ser pagaderas en Pesos Argentinos por un monto equivalente a la cantidad de Pesos Argentinos necesaria para cancelar la obligación denominada en moneda extranjera conforme a los términos acordados y sujeto a la legislación aplicable o, alternativamente, de acuerdo con el tipo de cambio entre el Peso Argentino y el Dólar estadounidense vigente al momento del pago. No podemos asegurar que dichos tipos de cambio otorguen a los inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables más los intereses devengados.

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.

De conformidad con las restricciones que estuvieron vigentes en el pasado, el BCRA emitió nuevas regulaciones que establecen ciertas limitaciones al flujo de moneda extranjera hacia y desde el mercado de cambios argentino, con el objetivo tanto de generar estabilidad económica como de apoyar la recuperación económica del país. Bajo las

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

regulaciones cambiarias actualmente vigentes, el acceso al mercado de cambios argentino para realizar pagos anticipados de capital e intereses de cualquier tipo con más de tres días de antelación a su fecha de vencimiento requiere la aprobación previa del BCRA o estar sujeto a ciertos requisitos obligatorios.

El acceso al mercado de cambios argentino para que los deudores compren moneda extranjera para el pago de capital o intereses de deuda pagadera a acreedores no residentes (como las Obligaciones Negociables), en la medida en que se cumplan ciertos requisitos (incluyendo que la Sociedad (i) haya liquidado los ingresos resultantes de la emisión de las Obligaciones Negociables a través del mercado de cambios, (ii) haya informado dicha deuda (de conformidad con la Comunicación "A" 6401, según sea enmendada y complementada de vez en cuando), y (iii) haya cumplido con los requisitos generales adicionales para la salida de fondos a través del mercado de cambios, en cada caso, de acuerdo con las regulaciones cambiarias aplicables en vigor en el momento en que el residente local acceda al mercado de cambios).

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

No se puede asegurar que los proyectos financiados con el producto de las Obligaciones Negociables cumplan con los criterios y expectativas de los inversores en cuanto al impacto ambiental.

A pesar que la Emisora ha obtenido una opinión independiente (*second party opinion*) opinando que los Proyectos Verdes Elegibles están alineados con los cuatro componentes con los Principios para Bonos Verdes y los Principios para Préstamos Verdes, que deriven en impactos ambientales positivos, y generen avances relacionados con los objetivos de Desarrollo de la Organización de Naciones Unidas, tal y como se describe más adelante en el apartado “Destino de los Fondos”, actualmente no existe consenso en el mercado sobre qué atributos precisos se requieren para que un proyecto concreto se defina como “verde”, y no se puede asegurar que el uso de los montos recibidos por medio de esta oferta satisfagan, total o parcialmente, cualquier expectativa o requisito presente o futuro de los inversores en relación con su impacto medioambiental.

Asimismo, la opinión independiente (*second party opinion*) puede no reflejar el impacto potencial de todos los riesgos relacionados con nuestros Proyectos Verdes Elegibles, el mercado y otros factores que pueden afectar el valor de las Obligaciones Negociables. Además, pueden producirse impactos ambientales adversos durante el diseño y la operación de dichos proyectos o éstos pueden llegar a ser controvertidos o criticados por grupos activistas u otras partes interesadas.

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables podría verse afectado negativamente ante cualquier incumplimiento de nuestra parte en asignar un monto equivalente al producido de la venta de las Obligaciones Negociables a Proyectos Verdes Elegibles, de conformidad con los términos del Contrato de Fideicomiso, o en satisfacer los requisitos de información y demás compromisos relacionados.

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables podría verse impactado si no cumplimos, o dejamos de cumplir, con los requisitos de inversión de ciertos inversores enfocados en criterios ambientales en relación con las Obligaciones Negociables, lo que también podría tener consecuencias para determinados inversores con mandatos de cartera que exigen inversiones en activos verdes. Actualmente no existe consenso en el mercado respecto de los atributos específicos que debe reunir un proyecto para ser definido como “verde” o “sustentable” y, por lo tanto, no puede garantizarse a los inversores que los Proyectos Verdes Elegibles cumplan con todas las expectativas de los inversores en cuanto a impacto ambiental y desempeño en materia de sostenibilidad.

Asimismo, ni los potenciales inversores en las Obligaciones Negociables ni los tenedores de las mismas podrán basarse en ninguna opinión de segunda parte (*second party opinion*) que obtengamos en relación con la certificación de bono verde. En consecuencia, cada posible comprador de las Obligaciones Negociables deberá determinar por sí mismo la relevancia de la información contenida en este memorando de oferta en relación con el uso de los fondos obtenidos mediante la emisión de las Obligaciones Negociables. Véase “Destino de Fondos”.

Además, aunque nos hemos comprometido a cumplir con determinadas obligaciones de información y a asignar un monto equivalente al producido neto según se describe en “Destino de Fondos”, el incumplimiento de dichas obligaciones no constituirá un evento de incumplimiento (*event of default*) bajo el Contrato de Fideicomiso. El retiro de la opinión de segunda parte o cualquier incumplimiento de nuestra parte en asignar un monto equivalente al producido neto conforme a lo aquí descripto, o en satisfacer o continuar satisfaciendo los requisitos de ciertos inversores enfocados en criterios ambientales, podría afectar el valor de las Obligaciones Negociables y/o tener consecuencias para determinados inversores con mandatos de inversión en activos verdes. Véase “Destino de Fondos”.

No existe un consenso de mercado sobre qué constituye un proyecto “verde” o “sustentable”, y las Obligaciones Negociables podrían no ser una inversión adecuada para todos los inversores que buscan exposición a activos verdes.

Actualmente no existe un consenso de mercado respecto de cuáles son los atributos precisos que debe reunir un proyecto para ser definido como “verde” o “sustentable”. Por lo tanto, ni nosotros ni los Compradores Iniciales ni los Colocadores Locales podemos asegurar que los Proyectos Verdes Elegibles que pretendemos financiar o refinanciar con un monto equivalente al producido neto de las Obligaciones Negociables cumplan con criterios particulares o con las expectativas de los inversores en relación con su impacto ambiental y desempeño en materia de sostenibilidad, ni que dichos proyectos alcanzarán los beneficios ambientales anticipados, ni que no se producirán impactos ambientales y/o sociales adversos durante o como resultado del diseño, construcción, puesta en marcha u operación de tales proyectos. Además, si dichos impactos negativos no pudieran ser mitigados de manera suficiente, los proyectos podrían tornarse controvertidos o ser objeto de críticas por parte de grupos activistas u otros grupos de interés, lo cual podría ocasionar daños reputacionales para nuestro negocio y marca.

No podemos asegurar que las Obligaciones Negociables sean incluidas en ningún panel o índice de bonos verdes o similar. Asimismo, no se garantiza que las Obligaciones Negociables cumplan, total o parcialmente, con las taxonomías, estándares u otros criterios regulatorios o de inclusión en índices, o con lineamientos voluntarios vigentes o futuros con los que un inversor o sus inversiones pudieran estar obligados a cumplir. Además, nuestra asignación estimada de un monto equivalente al producido neto refleja nuestras intenciones basadas en nuestros planes actuales y en la situación de nuestro negocio. Sin embargo, no podemos predecir con certeza todos los usos o asignaciones específicos del producido neto de esta oferta ni los montos que efectivamente destinaríamos a los usos descritos en la sección “Destino de los Fondos” de este Suplemento. En consecuencia, tendremos una flexibilidad significativa para aplicar el producido neto de esta oferta. El incumplimiento de asignar un monto equivalente al producido neto de las Obligaciones Negociables a los Proyectos Verdes Elegibles no constituirá un incumplimiento ni un supuesto de vencimiento anticipado bajo las Obligaciones Negociables, ni implicará la obligación de recomprar o rescatar las Obligaciones Negociables.

Ni los potenciales inversores en las Obligaciones Negociables ni los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán apoyarse en ninguna opinión de evaluador independiente (*second party opinion*) obtenida en relación con la certificación del bono verde. Asimismo, dicha opinión de segundo evaluador no se incorpora ni forma parte de este Suplemento. Además, ni nosotros ni los Compradores Iniciales ni los Colocadores Locales hacemos manifestación alguna respecto de la idoneidad de la opinión independiente (*second party opinion*) o de las

Obligaciones Negociables para satisfacer cualquier criterio ambiental o de sostenibilidad. Actualmente, los proveedores de este tipo de opiniones no están sujetos a ningún régimen regulatorio u otro tipo de supervisión específica. Cada potencial adquirente de las Obligaciones Negociables deberá determinar por sí mismo la relevancia de la información contenida en este Suplemento con respecto al uso del producido de las Obligaciones Negociables, y su decisión de invertir deberá basarse en la investigación que considere necesaria. La opinión independiente no constituye una recomendación de compra, venta o tenencia de valores y sólo es válida a la fecha de su emisión. Para mayor información véase “Destino de los Fondos” de este Suplemento.

El precio de negociación de las Obligaciones Negociables podría verse afectado negativamente en la medida en que se deteriore la percepción de los inversores sobre su idoneidad como obligaciones negociables “verdes” o “sustentables”, o disminuya la demanda de productos de inversión con temática de sostenibilidad.

La percepción de los inversores sobre la idoneidad de las Notas como Obligaciones Negociables “verdes” o “sustentables” podría verse afectada negativamente por insatisfacción con nuestra asignación de un monto equivalente al producido neto de las Notas y otras medidas descritas en “Destino de los Fondos” de este Suplemento; controversias vinculadas con el impacto ambiental de nuestro negocio o industria; estándares o consensos de mercado en evolución respecto de qué constituye un bono “verde” o “sustentable” o de la conveniencia de invertir en dichos bonos; o por la pérdida de vigencia de cualquier opinión o verificación relativa a la idoneidad de las Obligaciones Negociables como Obligaciones Negociables “verdes” o “sustentables”. El precio de negociación de las Obligaciones Negociables también podría verse afectado negativamente si disminuyera la demanda de productos de inversión con criterios de sostenibilidad debido a cambios en las preferencias de los inversores, un mayor escrutinio regulatorio o de mercado sobre fondos y estrategias dedicadas a inversiones sostenibles o con criterios ESG, o por otras razones.

No podemos garantizar la idoneidad o confiabilidad, para cualquier propósito, de cualquier opinión, informe, certificación o validación emitida por cualquier tercero en relación con la oferta de las Obligaciones Negociables para cumplir con criterios verdes, sociales, de sostenibilidad o cualesquiera otros. Cualquier opinión, informe o certificación no se incorpora ni se considerará que forma parte de este Suplemento.

Los proveedores de opiniones independientes y quienes emiten opiniones, certificaciones y validaciones similares no están actualmente sujetos a ningún régimen regulatorio o de supervisión específico. Ninguna de estas opiniones o certificaciones constituye —ni deberá considerarse como— una recomendación por parte de la Sociedad, de los Compradores Iniciales, de los Colocadores Locales o de cualquier proveedor de dichas opiniones, o de cualquier otra persona para comprar, vender o mantener las Obligaciones Negociables.

Los tenedores de las Obligaciones Negociables no tendrán derecho a presentar reclamos contra nosotros, los Compradores Iniciales, los Colocadores Locales, o el proveedor de cualquier opinión o certificación por el contenido de dichas opiniones o certificaciones, las cuales sólo son válidas a la fecha de su emisión original. Los potenciales inversores deberán determinar por sí mismos la relevancia de cualquier opinión, certificación o validación y/o de la información contenida en ellas y/o del proveedor de las mismas para efectos de cualquier inversión en las Obligaciones Negociables. La revocación de cualquiera de dichas opiniones o certificaciones, o la emisión de una opinión o certificación que indique que no estamos cumpliendo total o parcialmente con los aspectos evaluados, podría tener un efecto adverso significativo sobre el valor de las Obligaciones Negociables y/o generar consecuencias adversas para ciertos inversores con mandatos de cartera que exigen invertir en valores destinados a un fin particular.



DESTINO DE LOS FONDOS

a) General

La Compañía destinará el monto equivalente al total del producido neto de la colocación de las Obligaciones Negociables conforme con lo previsto en el artículo 36, inciso 2 de la Ley de Obligaciones Negociables y en base al Marco para la Emisión de Financiamiento Verde de la Sociedad, incluyendo, sin limitación, para:

- (i) inversiones en activos fijos y bienes de capital situados en el país, incluyendo la financiación, desarrollo y construcción de la infraestructura, incluyendo el capital de trabajo (entre los que prevemos se incluyan, sin limitación, todos los destinos que afectan a los activos y pasivos a corto plazo de la Emisora, incluyendo insumos de producción, maquinarias, equipos, repuestos, pagos a proveedores por las operaciones y actividades de la Emisora, pago de impuestos y remuneraciones a los empleados), de Proyectos Verdes Elegibles;
- (ii) capital de trabajo en Argentina;
- (iii) la adquisición de compañías o negocios situados en Argentina de conformidad con el Marco para la Emisión de Financiamiento Verde de la Sociedad;
- (iv) aportes de capital y/o financiación de actividades comerciales de algunas de nuestras subsidiarias o empresas vinculadas de conformidad con el Marco para la Emisión de Financiamiento Verde de la Sociedad;
- (v) necesidades generales de financiación relacionadas con nuestra actividad comercial; y/o
- (vi) El pago y/o la refinanciación de pasivos de la Compañía y/o de sus subsidiarias (sujeto a las normativas aplicables), incluyendo (sin limitación) (a) las Obligaciones Negociables Clase XXXI, las que fueran emitidas siguiendo los componentes principales de los Principios de Bonos Verdes de la Asociación Internacional de Mercado de Capitales (*Internacional Capital Markets Association*), los lineamientos para la emisión de valores negociables sociales, verdes y sustentables en Argentina contemplados en las Normas de la CNV) y el Marco para la Emisión de Financiamiento Verde de la Emisora, por hasta el 100% del valor nominal de las Obligaciones Negociables; y/o (b) sujeto a la normativa aplicable, (i) la deuda pendiente de pago incurrida por GVA para el desarrollo del Parque Eólico Villalonga I; y/o (ii) la deuda pendiente de pago incurrida por GVS para el desarrollo del Parque Eólico Chubut Norte I. Para mayor información véase “b) Marco para la Emisión de Financiamiento Verde” a continuación.

Los fondos pendientes de la aplicación total de un monto equivalente de los ingresos netos podrán temporalmente invertirse en instrumentos financieros líquidos de alta calidad y en otras inversiones de corto plazo, incluyendo sin limitación, equivalentes a caja, y/o mantenerse como liquidez de acuerdo a la política interna de la Emisora.

Los montos de capital e intereses por pagar por las Obligaciones Negociables se realizarán desde la cuenta general de Genneia y no estarán relacionados con el rendimiento de los Proyectos Verdes Elegibles.

b) Marco para la Emisión de Financiamiento Verde

La Emisora ha elaborado un documento marco detallando las características de los Financiamientos Verdes a ser emitidos, los plazos de aplicación de fondos y presentación de reportes, en un todo de conformidad con los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS. Dicho documento será publicado durante el Período de Difusión Pública y podrá ser consultado en AIF, los sitios web de BYMA y A3 Mercados y el sitio web de Sustainalytics

<https://www.sustainalytics.com/esg-ratings>

Las Obligaciones Negociables serán emitidas de acuerdo al Marco para la Emisión de Financiamiento Verde, el cual se encuentra acorde a los principios previstos por la CNV en los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS.

Según lo establecido en el Marco de Financiamiento Verde, la Emisora seleccionará una cartera de “*Proyectos Verdes Elegibles*” existentes en construcción como también y potenciales proyectos que se encuentran actualmente en desarrollo por la Emisora (“*Potenciales Proyectos Verdes Elegibles*”) para respaldar la emisión de las Obligaciones Negociables como “Financiamiento Verde” y asignará un valor equivalente al 100% de los fondos netos de la emisión a: (i) el Proyecto Solar San Rafael, el Proyecto Solar San Juan Sur, el Proyecto Solar Lincoln y/o el Proyecto Solar Junin; y/o (ii) la financiación o refinanciación de Proyectos Verdes Elegibles, según lo defina el Comité de Finanzas Sostenibles, y sean oportunamente informados a los mercados correspondientes.

En caso de que el ingreso esperado de fondos no fuera suficiente para atender todos los fines que la Emisora ha previsto, los mismos se asignarán según el siguiente orden de prioridad: (i) el Proyecto Solar San Rafael; (ii) el Proyecto Solar San Juan Sur; (iii) el Proyecto Solar Lincoln; (iv) el Proyecto Solar Junin; y/o (v) los Proyectos Verdes Elegibles. Sin perjuicio del orden de prioridad determinado, podríamos asignar el producido neto de la emisión de las Obligaciones Negociables a cada uno de los usos detallados de forma parcial, de forma tal de aplicar los fondos a más de uno de ellos sin haber cubierto el 100% de la inversión requerida en cada uno. Dentro de los 24 meses posteriores a la Fecha de Emisión y Liquidación, la Emisora decidirá la inversión de un monto igual al monto de capital total de las Obligaciones Negociables destinado utilizado para la refinanciación de pasivos de esta sección, en una o más de las siguientes inversiones: la financiación, desarrollo y construcción de la infraestructura, incluyendo el capital de trabajo, de Proyectos Verdes Elegibles.

Proyectos Verdes Elegibles

De acuerdo al Marco de Financiamiento Verde, los “Proyectos Verdes Elegibles” incluyen proyectos de energía renovable que impliquen la financiación o refinanciación de la construcción, desarrollo, ampliación, producción, adquisición, mantenimiento y operación de:

- (i) proyectos eólicos (incluyendo la generación de energía eólica terrestre y marina, así como el desarrollo y producción de turbinas eólicas flotantes dedicadas exclusivamente a la energía renovable);
- (ii) proyectos solares, que, para evitar dudas, se limitan a la generación fotovoltaica solar en tierra firme;
- (iii) proyectos de biomasa sujetos a un umbral de emisiones de 100 gCO₂e/kWh y la certificación de materias primas por esquemas de certificación creíbles como Bonsucro, ISCC PLUS, la Mesa Redonda sobre Biomateriales Sostenibles (RSB), o certificaciones equivalentes;
- (iv) proyectos hidroeléctricos a pequeña escala que no emitan más de 50gCO₂e/kWh o que tengan una densidad de potencia superior a 10W/m²;
- (v) hidrógeno verde, donde el hidrógeno será producido mediante electrólisis motorizado por energía renovable;
- (vi) instalaciones de almacenamiento de baterías asociadas con energía renovable; y
- (vii) proyectos de infraestructura de transmisión, incluidas las líneas de transmisión y otros equipos auxiliares dedicados a la generación de energía renovable.

Los Proyectos Verdes Elegibles están alineados con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible (“ODS”) de la ONU:

ODS N°7: Energía Asequible y No contaminante.



ODS N°13: Acción por el clima.



Asimismo, los Proyectos Verdes Elegibles pertenecen a la categoría “Energías Renovables” de los Principios de Bonos Verdes de la Asociación Internacional de Mercado de Capitales (*Internacional Capital Markets Association*).

Proceso de Evaluación y Selección

El Comité de Finanzas, compuesto por representantes de las áreas de Sustentabilidad, Desarrollo y Finanzas de Genneia, será responsable de la evaluación y selección anual de los Proyectos Verdes Elegibles que respaldarán la emisión, con el fin de definirlos, alinearlos con el Marco de Financiamiento Verde, y monitorearlos. El Comité de Finanzas Sustentables reporta directamente al CFO. La misma estructura de gobernanza y el proceso de evaluación de proyectos también se aplican a nuestras subsidiarias y afiliadas.

Administración de Fondos

Los montos de capital e intereses por pagar por las Obligaciones Negociables se realizarán desde la cuenta general de Genneia y no estarán relacionados con el rendimiento del Proyecto Verde Elegible.

Presentación Reporte de Financiamiento Verde

Se publicará un reporte de bono verde (el “**Reporte**”) en la página web www.genneia.com.ar y en la AIF.

Dicho Reporte será publicado anualmente, dentro de los 70 (setenta) días corridos de su cierre de ejercicio o simultáneamente con la presentación de su memoria, lo que ocurra primero, hasta completar la asignación de un monto equivalente a los fondos netos, y regularmente en caso de que surja algún evento de importancia. El Reporte detallará, como mínimo, la asignación del valor equivalente a los fondos netos de las Obligaciones Negociables y las consecuentes métricas esperadas, siempre y cuando sea posible. Adicionalmente, se espera que se realicen los siguientes reportes:

Reporte de Asignación: Genneia reportará, siempre y cuando sea posible, las siguientes métricas: (i) un monto equivalente a los fondos netos de la emisión de las Obligaciones Negociables que fue asignado a uno o más Proyectos Verdes Elegibles, sea individualmente o por categoría, sujeto a las consideraciones de confidencialidad; (ii) la lista con categorías de Proyectos Verdes Elegibles junto a una breve descripción; y (iii) el monto neto de la emisión de cualquier Bono Verde pendientes a ser asignados a Proyectos Verdes Elegibles al final del periodo del reporte.

Reporte de Impacto: Genneia reportará, siempre y cuando sea posible y sujeto a la información disponible y confidencialidad, las siguientes métricas: (i) generación anual de energía esperada en GWh; y (ii) Producción anual de emisión de gases de efecto invernadero evitadas, en métricas de toneladas de CO₂e.

El Reporte será acompañado de (i) la confirmación de que un valor igual a los fondos netos obtenidos por la emisión de las Obligaciones Negociables y con un saldo de deuda remanente han sido asignados a la financiación de activos elegibles (en los términos de ICMA) del Proyecto Solar San Rafael; el Proyecto Solar San Juan Sur; el Proyecto Solar Lincoln; el Proyecto Solar Junin. y/o potenciales nuevos Proyectos Verdes Elegibles que sean determinados por el

Comité de Finanzas Sostenibles que sean oportunamente informados a los mercados correspondientes, y (ii) un reporte anual de un auditor independiente confirmando el punto anterior. El reporte de los auditores estará a disposición en la página web de Genneia.

Consecuencias del Incumplimiento

El incumplimiento del compromiso de aplicación de fondos de acuerdo al Marco de Financiamiento Verde, incluyendo sin limitación la falta de aplicación de los fondos a los destinos mencionados, o en los plazos programados, el desvío de la Emisora respecto de lo estipulado en el Marco de Financiamiento Verde y los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS, o la falta de publicación en tiempo y forma del Reporte tendrá como consecuencia que las Obligaciones Negociables dejarán de listar en el Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA.

Revisión externa - SPO

Sustainalytics, BV., una sociedad afiliada de Morningstar Company, una consultora independiente con prestigio en el sector medioambiental, llevó a cabo una Segunda Opinión (“SPO” por sus siglas en inglés: *Second Party Opinion*) para el Marco de Financiamiento Verde de la Emisora de julio de 2024, con el fin de alinearlos los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS. El SPO, publicado el 26 de julio de 2024, se encuentra disponible en la Página Web de la Compañía.

Los Compradores Iniciales no son responsables por ninguna evaluación social, ambiental o de gobierno corporativo realizada por terceros respecto de las Obligaciones Negociables o de nuestro Marco de Financiamiento Verde.

Descripción de los Proyectos Verdes Elegibles

A continuación, se describen los Proyectos Verdes Elegibles seleccionados por el Comité de Finanzas Sostenibles para respaldar la emisión de las Obligaciones Negociables como “Bonos Verdes”. Se asignará un valor equivalente al 100% de los fondos netos de la emisión a la inversión en la financiación y/o refinanciación de una porción de la inversión realizada en (i) el Proyecto Solar San Rafael; (ii) el Proyecto Solar San Juan Sur; (iii) el Proyecto Solar Lincoln; (iv) el Proyecto Solar Junín la, según lo defina el Comité de Finanzas Sostenibles, y sean oportunamente informados a los mercados correspondientes. Dicha asignación de financiación (o refinanciación, en su caso) de Proyectos Verdes Elegibles incluirá tanto inversiones como gastos - incluyendo mejoras de los Proyectos Verdes Elegibles e iniciativas de investigación y desarrollo- en los proyectos de la Sociedad y subsidiaria y/o afiliadas realizados dentro de los 24 meses posteriores a la Fecha de Emisión y Liquidación, o por un período de 24 meses con anterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación.

A la fecha del presente Suplemento, los Proyectos Verdes Elegibles seleccionados por el Comité de Finanzas Sostenibles son los siguientes:

Parque	Tipo de Energía	COD Esperado (“E”)	Capacidad Instalada (MW)	Producción (GWh)	Suministro Anual Estimado a Hogares	Emisiones de GEI Evitadas (1)	CAPEX Estimado (US\$ MM)
San Rafael	Solar	1Q26E	180,0	540,0	135,0	237,6	180,0
San Juan Sur.....	Solar	2Q26E	129,2	365,0	91,3	160,6	110,0
Lincoln	Solar	2H26E	20,0	40,0	10,0	17,6	20,0
Junín.....	Solar	2H26E	20,0	40,0	10,0	17,6	20,0
Total Proyectos Verdes Elegibles			349,2	985	246,3	433,4	330,0


Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Notas: (1) Factor de emisión térmica de 0.44 ton CO2/MWh para el año 2024 reportado por CAMMESA. La letra “E” indica un valor estimado sujeto a variaciones.

Para obtener más información sobre estos Proyectos Verdes Elegibles, véase *“Información sobre la Emisora—Proyectos en Construcción”*. El Comité de Finanzas Sostenibles determinará la inclusión de nuevos Proyectos Verdes Elegibles durante la revisión anual de la asignación de los ingresos netos. Dichos posibles nuevos Proyectos Verdes Elegibles podrán ser seleccionados por el Comité de Finanzas Sostenibles para respaldar la emisión de los Bonos como *“Bonos Verdes”*.

En caso que el monto definitivo de las Obligaciones Negociables supere el costo total de los Proyectos Verdes Elegibles que se informa en el Prospecto, la Emisora se compromete a informar por medio de un Hecho Relevante, cuáles serán aquellos Proyectos Verdes Elegibles seleccionados por el Comité de Finanzas Sostenibles que serán financiados con el monto remanente de las Obligaciones Negociables de conformidad con el destino de los fondos.

LA EFECTIVA APLICACIÓN DE LOS FONDOS SERÁ OPORTUNAMENTE INFORMADA Y PRESENTADA A LA CNV DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS DE LA CNV.



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

La siguiente reseña se basa en los Estados Financieros Auditados y los Estados Financieros No Auditados de la Sociedad y sus respectivas notas incluidas en este Suplemento, 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 de la Sociedad han sido confeccionados en U\$S 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 Suplemento 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 Suplemento.

Reseña

Para más información, véase “Antecedentes Financieros – e) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”, “Antecedentes Financieros – Principales factores que afectan los resultados de las operaciones de la Sociedad”, “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—”, “Información Adicional – Controles de Cambio” y “Marco Regulatorio de las Energías Renovables en Argentina” del Prospecto.

Composición del endeudamiento

El siguiente cuadro desglosa el pasivo total de la Sociedad, clasificando las deudas según su tipo al 30 de septiembre de 2025 y al 13 de noviembre del 2025 ambos en valores históricos.

	Al 30 de septiembre de 2025	Al 13 de noviembre del 2025
	(en millones de Pesos)	
Cheques electrónicos	3.731	2.794
Facturas de crédito	6.860	14.270
Deudas financieras bancarias	498.526	509.505
Obligaciones negociables	745.319	779.971
Arrendamientos	22.982	23.853
Cauciones	36.300	38.322

El siguiente cuadro indica el vencimiento de las obligaciones de la Sociedad en los siguientes tramos desde el 30 de septiembre de 2025:

	Menos de 2 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año
	(en millones de Pesos)			
Obligaciones Negociables	2.624	51.932	193.163	497.600
Otras deudas bancarias y financieras	14.915	18.291	22.786	442.534
Arrendamientos	116	232	1.856	20.779

El siguiente cuadro indica el vencimiento de las obligaciones de la Sociedad en los siguientes tramos desde el 13 de noviembre del 2025:

	Menos de 2 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año
	<i>(en millones de Pesos)</i>			
Obligaciones Negociables	172	55.054	203.782	520.963
Otras deudas bancarias y financieras	6.433	20.601	25.309	457.162
Arrendamientos	118	236	243	23.256

La variación porcentual del endeudamiento total desde el último estado financiero publicado por el período intermedio finalizado el 30 de septiembre de 2025 expresado en relación con: (i) el pasivo total fue de 2.078.670, (ii) el activo total fue de 2.765.379, (iii) el patrimonio neto fue de 686.709, (iv) el resultado del último estado financiero anual por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de 141.575 y (v) el resultado del último estado financiero intermedio por el período finalizado el 30 de septiembre de 2025 fue de 243.406.

LA INFORMACIÓN FINANCIERA AL 13 DE NOVIEMBRE DE 2025 INCLUIDA EN LA PRESENTE SECCIÓN ES PRELIMINAR, NO HA SIDO AUDITADA POR AUDITORES INDEPENDIENTES Y HA SIDO INCORPORADA ÚNICAMENTE A EFECTOS DE DAR CUMPLIMIENTO AL CRITERIO INTERPRETATIVO N° 94 DE LA CNV.

MARCO REGULATORIO

Durante la mayor parte de la segunda mitad del siglo XX, los activos y las operaciones del sector eléctrico argentino estuvieron controlados por el gobierno argentino. Para 1990, prácticamente todo el suministro de energía eléctrica en Argentina estaba controlado por el sector público (97% de la generación total). El gobierno argentino había asumido la responsabilidad de la regulación de la industria a nivel nacional y controlaba todas las empresas eléctricas nacionales. Además, varias provincias argentinas operaban sus propias empresas eléctricas. Como parte del plan económico adoptado por el expresidente Carlos Menem, el gobierno argentino emprendió un extenso programa de privatización de todas las principales industrias estatales, incluyendo aquellas de los sectores de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La Ley Argentina N.º 23.696, sancionada en 1989 (la "**Ley de Reforma del Estado Federal**"), declaró el estado de emergencia para todos los servicios y empresas públicas y autorizó al poder ejecutivo Nacional a reorganizar y privatizar las empresas estatales. La privatización tenía dos objetivos principales: primero, reducir las tarifas y mejorar la calidad del servicio mediante la libre competencia en el mercado, y segundo, evitar la concentración del control de cada uno de los tres subsectores del mercado en un pequeño grupo de participantes y, de este modo, reducir su capacidad para fijar precios. Se impusieron limitaciones y restricciones específicas para cada subsector con el fin de alcanzar estos objetivos. De acuerdo con la Ley de Reforma del Estado Federal, el Decreto N.º 634/1991 estableció las pautas para la descentralización de la industria eléctrica, la estructura básica del mercado eléctrico y la participación de empresas del sector privado en los subsectores de generación, transmisión, distribución y comercialización.

El nuevo marco regulatorio (Resolución 400/2025) implica reformas integrales a lo largo de toda la cadena de valor del sector eléctrico en Argentina. En materia de transmisión, se prevé que el Estado y el sector privado cofinancien un programa de inversiones de aproximadamente US\$ 6.600 millones para modernizar y expandir la red eléctrica nacional, bajo un nuevo esquema que exige expansiones lideradas por los transportistas, cuyos costos serán incorporados en las tarifas. En distribución, las empresas deberán contratar al menos el 75% de sus necesidades de energía mediante PPAs, con ciclos regulatorios revisados cada 18 meses. En generación, el mercado se abrirá a contratos bilaterales de venta, reduciendo la dependencia del mecanismo centralizado de CAMMESA, mientras que el MEM se ampliará para admitir nuevos participantes, como autogeneradores, comercializadores de energía y operadores de almacenamiento. Además, el comercio internacional será completamente liberalizado y se prevé la creación de un regulador unificado (Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad) que reemplace a ENARGAS y ENRE, consolidando las funciones de supervisión.

Principales Leyes y Normas Complementarias

El marco regulatorio actual que rige el sector eléctrico de Argentina abarca la Ley N.º 15.336, promulgada el 20 de septiembre de 1960 y complementada y modificada por la Ley N.º 24.065, sancionada el 19 de diciembre de 1991 –parcialmente promulgada por el Decreto N.º 13/92, y regulada por los Decretos N.º 1398/92, 186/95– y sus enmiendas posteriores. La Ley de Energía Eléctrica implementó las privatizaciones de las empresas gubernamentales en el sector eléctrico y dividió verticalmente la industria en cuatro categorías: generación, transmisión, distribución y demanda (grandes usuarios). Dicha ley también dispuso la organización del Mercado Eléctrico Mayorista, basado en las directrices establecidas en el Decreto N.º 634/91. El Decreto N.º 186/95 también creó la noción de "participante", entre los cuales cabe mencionar al "*comercializador*", que se define como una empresa que no es un agente del MEM pero que comercializa electricidad al por mayor.

La Ley de Energía Eléctrica

La Ley de Energía Eléctrica estableció el marco regulatorio fundamental del sector eléctrico, dividiendo verticalmente el sector en cuatro subsectores separados: generación, transmisión y distribución, y sometiendo a cada uno a regulaciones diferentes y específicas. También organizó el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) y reconoció a los

grandes usuarios como agentes de dicho mercado.

Esta ley también (i) creó el ENRE, ente que será reemplazado, conforme la unificación con ENARGAS, por el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad conforme a lo dispuesto en la Ley de Bases, Artículo 161 y el Decreto 452/25; (ii) estableció otras autoridades institucionales para la industria, incluyendo la entidad encargada del despacho, "CAMMESA"; y (iii) sentó las bases para la fijación del precio de mercado, el establecimiento de tarifas en áreas reguladas y los criterios para la valoración de estos activos a privatizar.

La Ley de Energía Eléctrica también tuvo un impacto profundo, aunque indirecto, a nivel provincial, ya que prácticamente todas las provincias siguieron las directrices regulatorias federales y establecieron instituciones similares. Diversos gobiernos provinciales que siguieron la privatización federal crearon sus propios entes reguladores, los cuales se financian de manera independiente a nivel provincial. Antes de la privatización, las mismas empresas de servicios públicos tenían un papel fundamental en la creación de políticas sectoriales y en el establecimiento de nuevas tarifas aplicables en las provincias.

De acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica, tanto la transmisión como la distribución de electricidad son servicios públicos y requieren concesión previa del poder ejecutivo nacional o del poder ejecutivo local, según corresponda. La distribución de energía está, en general, sujeta a jurisdicción provincial y al control de las autoridades locales, excepto para Edenor y Edesur. Edenor y Edesur fueron creadas bajo jurisdicción federal tras su privatización y prestan servicios dentro del área metropolitana de Buenos Aires. La distribución es un servicio público regulado por ley federal o provincial, conforme a los contratos de concesión celebrados con autoridades provinciales o federales, según corresponda.

Adicionalmente, la generación se considera una actividad de interés público que opera en un mercado competitivo, pero regulado. Sin perjuicio de ello, la generación de energía eléctrica mediante el uso de cursos de agua públicos para potencias superiores a 500kV requiere concesión del gobierno argentino. Las demás formas de generación, tanto térmica como no convencional, no requieren concesión del gobierno argentino y solo deben cumplir con normas y permisos de seguridad, regulatorios, de planificación, ambientales y de salud para operar.

Recientemente, en julio de 2025, el poder ejecutivo nacional dictó el Decreto N° 450/2025, que introdujo modificaciones a la Ley de Energía Eléctrica. Las reformas tienen como objetivo restablecer la finalidad de reducir la intervención del poder ejecutivo 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. En este sentido, el Decreto:

- Aprobó modificaciones a la Ley N° 15.336.
- Aprobó modificaciones a la Ley de Energía Eléctrica, incluyendo un nuevo texto ordenado.
- Estableció un período de transición de 24 meses para la modificación de las normas reglamentarias y complementarias necesarias. Además, estableció que la Secretaría de Energía deberá adoptar todas las medidas necesarias para asegurar una transición gradual, ordenada y previsible hacia los objetivos establecidos en el artículo 2 de la Ley de Energía Eléctrica y la plena implementación del Decreto N° 450/2025 y su reglamentación.

Modificaciones a la Ley N° 15.336:

- a) Incorpora la comercialización de energía eléctrica como actividad sujeta al alcance de la Ley N° 15.366.



- b) Establece que la compra y venta de energía eléctrica se considerará un acto de derecho civil y comercial sujeto al Código Civil y Comercial de la Nación, sin perjuicio de su sujeción a la Ley 15.366 y a las reglamentaciones dictadas por la autoridad competente.
- c) Dispone que se considerará que interfieren con los objetivos de la legislación federal en la materia y con la libre circulación de la electricidad:
 - (i) Todo tributo local (provincial, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, municipal, comunal o equivalente), aun cuando se lo denomine tasa retributiva de servicio, que no retribuya servicios prestados de manera efectiva, concreta e individualizada, o que exceda el costo específico del servicio efectivamente brindado. Se considerará que una tasa excede el costo específico del servicio si su base imponible se calcula no en función de dicho costo, sino sobre ventas, ingresos brutos, utilidades u otros parámetros similares.
 - (ii) Cualquier acto o norma emitida por una autoridad concedente local que impida o restrinja: (i) el traslado a las tarifas de los usuarios finales de los costos de adquisición de energía eléctrica en el MEM por parte de los prestadores locales del servicio público de distribución, siempre que dichos costos sean trasladables conforme a la normativa federal aplicable; (ii) el pago de las deudas de dichos prestadores a través del operador del sistema, actualmente denominado CAMMESA; o (iii) la autosuficiencia financiera del mercado eléctrico, conforme a lo establecido en el artículo 2 de la Ley de Energía Eléctrica.
- d) Las concesiones hidroeléctricas deberán otorgarse por un plazo determinado, con una duración máxima de sesenta años. Al vencimiento de una concesión hidroeléctrica, por cualquier causa prevista en el contrato de concesión, el Gobierno argentino convocará a una licitación pública nacional e internacional para adjudicar una nueva concesión.
- e) Se introducen modificaciones respecto de las funciones y composición del Consejo de Electricidad, así como de la estructura y administración del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Asimismo, se crea un Fondo Subsidiario para la Compensación Tarifaria Regional a Usuarios Finales.

Modificaciones a la Ley de Energía Eléctrica

- a) Se incorporan los “usuarios libres” como participantes del MEM.
- b) Se reconoce que el MEM también incluye (i) usuarios generadores regulados por la Ley N° 27.424 y aquellos autorizados por la normativa federal, y (ii) participantes identificados por reglamentación, incluyendo comercializadores y operadores de almacenamiento.
- c) Las regulaciones deberán asegurar la máxima competencia y libertad de contratación para los generadores eléctricos. Los contratos en el mercado a término son esenciales para alcanzar los objetivos de la política nacional y garantizar el abastecimiento de la demanda eléctrica, por lo que cualquier acto o reglamentación de autoridades locales que impida, restrinja o encarezca dichos contratos se considerará que interfiere con tales objetivos.
- d) Se introduce la figura del almacenista, definido como el titular de instalaciones de almacenamiento de energía dentro del mercado eléctrico, de acuerdo con las características tecnológicas y módulos que establezca la reglamentación, cuyo despacho será tratado de manera similar al de un generador. Los



almacenistas podrán comercializar su energía en el mercado eléctrico como compradores y vendedores, conforme a las normas que dicte la Secretaría de Energía y sujeto a las limitaciones del Capítulo VII de la Ley de Energía Eléctrica. El almacenamiento en el sistema eléctrico se define como la tecnología comercialmente disponible capaz de absorber energía, retenerla durante un período de tiempo y luego entregarla al sistema. Las regulaciones deberán promover el uso óptimo del almacenamiento para proveer servicios al sistema y asegurar el correcto funcionamiento del mercado, estableciendo criterios para identificar los servicios y los recursos técnicos requeridos.

- e) Los distribuidores deberán adquirir al menos el 75% de la energía suministrada a los usuarios finales mediante contratos en el mercado a término. Las partes de dichos contratos podrán solicitar la publicación del promedio ponderado de estos contratos junto con el precio estabilizado.
- f) Si un proyecto de transporte no está incluido en los contratos de concesión vigentes, pero resulta técnica y económicamente indispensable para satisfacer los requerimientos del servicio público en el SADI, la Secretaría de Energía, previa consulta al operador del sistema, podrá autorizar su inclusión. Las condiciones económicas y financieras asociadas a la obligación de ampliación no deberán afectar el funcionamiento normal de la concesión. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad y el Gas seguirá los procedimientos habituales para aprobar la construcción del proyecto, definir su método de financiamiento y, en su caso, incorporar los costos correspondientes de la ampliación en el cuadro tarifario aplicable. La contratación del proyecto deberá realizarse mediante procesos abiertos, competitivos y auditables.
- g) Siempre que no se afecte la competencia en el MEM, el Poder Ejecutivo Nacional podrá autorizar a un generador, distribuidor o gran usuario a construir, a su costo y para satisfacer sus propias necesidades, una línea de transporte y/o una ampliación de red. La Secretaría de Energía dictará la reglamentación que establezca modalidades, características, prioridad de uso, requisitos técnicos, reglas operativas y demás condiciones para obtener dicha autorización. En este caso, las instalaciones autorizadas no prestarán servicio público de transporte.
- h) Las ampliaciones del SADI podrán ser realizadas por iniciativa y a riesgo de quien las ejecute, conforme a los criterios regulatorios. Las regulaciones definirán las distintas alternativas de ampliación, incluyendo las previstas en el marco de la Ley N° 17.520 y sus modificatorias.
- i) La Secretaría de Energía establecerá procedimientos ágiles, transparentes y competitivos que permitan a los participantes del MEM ejercer sus derechos de exportar e importar energía eléctrica, pudiendo oponerse por razones técnicas o económicas que afecten la seguridad del abastecimiento.
- j) En el caso de las tarifas de los distribuidores, el precio de venta de la energía eléctrica a los usuarios finales incluirá un componente que represente el costo de adquisición de la energía en el MEM. Dichos costos de adquisición incluirán: (i) las compras del distribuidor en el mercado spot y el promedio ponderado de los contratos a término celebrados en procesos competitivos conforme a las normas que dicte la Secretaría de Energía; (ii) los costos de transporte en alta tensión; y (iii) los servicios del sistema gestionados por el operador del sistema. Estos componentes deberán estar desglosados en la factura del usuario, la cual no podrá incluir tributos locales ni cargos ajenos. Las tarifas deberán asegurar el menor costo razonable para los usuarios finales compatible con la seguridad del abastecimiento.
- k) Se actualizan las sanciones por incumplimiento de la ley por parte de no concesionarios, que pasarán a oscilar entre Pesos 130.000 y Pesos 140.000.000, facultando al Ente Nacional Regulador de la Electricidad y el Gas a ajustar los montos conforme a las variaciones económicas del sector.
- l) En caso de que alguna jurisdicción incumpla sus obligaciones bajo la Ley de Energía Eléctrica: (i)

provocando que un distribuidor incurra en mora en los pagos en el MEM, pagaderos a través del operador del sistema; y/o (ii) afectando el funcionamiento del MEM, las provincias, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los municipios que otorguen servicios públicos de distribución, así como los titulares de los entes reguladores o autoridades de control equivalentes, serán solidariamente responsables por el pago de las deudas de tales entidades, empresas y cooperativas a través del operador del sistema.

Restricciones de Propiedad y Operación

Las restricciones impuestas al sector eléctrico por la Ley de Energía Eléctrica se dividen en restricciones verticales y horizontales, en función de sus divisiones en los subsectores mencionados.



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

Restricciones Verticales

Las restricciones verticales se aplican a las empresas que pretenden participar simultáneamente en diferentes subsectores del mercado eléctrico. Estas restricciones fueron impuestas por la Ley de Energía Eléctrica y se aplican de manera diferente según cada subsector, de la siguiente manera:

Generación

- Ni una empresa generadora, ni ninguna de sus empresas controladas o su controlante, pueden ser propietarias o accionistas mayoritarias de una empresa de transmisión o de la entidad controlante de una empresa de transmisión. De acuerdo con diversas resoluciones del ENRE, una empresa controlada o controlante de una empresa de transmisión es aquella que posee más del 50% de las acciones de la empresa controlada y ejerce control mayoritario; y
- dado que una empresa distribuidora no puede poseer unidades de generación, un titular de unidades de generación no puede poseer concesiones de distribución. Sin embargo, los accionistas de una empresa generadora de electricidad pueden ser propietarios de una entidad que posea unidades de distribución, ya sea como accionistas del generador o a través de cualquier otra entidad creada con el propósito de poseer o controlar unidades de distribución.

Transmisión

- Ni una empresa de transmisión, ni ninguna de sus empresas controladas ni su entidad controlante (según diversas resoluciones del ENRE, que se refieren a aquellas empresas que poseen más del 51% de las acciones de una empresa de transmisión y ejercen control accionario mayoritario) pueden ser propietarias o accionistas mayoritarias o la empresa controlante de una empresa generadora;
- ni una empresa de transmisión, ni ninguna empresa controlada por una empresa de transmisión ni ninguna empresa controlante de una empresa de transmisión pueden ser propietarias o accionistas mayoritarias o la empresa controlante de una empresa distribuidora; y
- las empresas de transmisión no pueden comprar ni vender electricidad.

Distribución

- Ni una empresa distribuidora, ni ninguna de sus empresas controladas o su controlante, pueden ser propietarias o accionistas mayoritarias o la empresa controlante de una empresa de transmisión; y
- una empresa distribuidora no puede poseer unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de la distribuidora eléctrica pueden poseer unidades de generación, ya sea directamente o a través de cualquier otra entidad creada con el propósito de poseer o controlar unidades de generación.

Definición de Control

El término “control” no está definido en la Ley de Energía Eléctrica. El artículo 33 de la Ley General de Sociedades establece que “se consideran controladas aquellas sociedades en las que la controlante, directamente o a través de otra sociedad: (1) posee una participación, en cualquier circunstancia, que le otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones de directorio o asambleas ordinarias; o (2) ejerce influencia dominante por la tenencia de acciones, cuotas o participaciones o por vínculos especiales entre las sociedades”.

No obstante lo anterior, diversas resoluciones del ENRE establecieron que una empresa controlada o controlante es aquella que posee más del 51% de las acciones de la empresa controlada y ejerce control mayoritario.

Restricciones Horizontales

Además de las restricciones verticales descritas anteriormente, las empresas de distribución y transmisión están sujetas a restricciones horizontales, como se describe a continuación:

Generación

- Aunque la Ley de Energía Eléctrica no impone restricciones horizontales a la generación eléctrica, este subsector está sujeto a las disposiciones generales de defensa de la competencia y podrían imponerse ciertas limitaciones si, a través de fusiones y adquisiciones, una empresa adquiere una participación significativa en el mercado; actualmente ninguna empresa generadora posee una cuota de mercado que supere el 20-24%, medida por capacidad instalada.

Transmisión

- Dos o más empresas de transmisión pueden fusionarse o formar parte del mismo grupo económico sólo si obtienen aprobación expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa de transmisión pretende adquirir acciones de otra empresa de transmisión eléctrica;
- para las empresas que prestan servicios de transmisión regional dentro de una misma región, el servicio es prestado por los concesionarios en forma exclusiva sobre ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión;
- para el sistema de transmisión de alta tensión, que comprende todo el sistema de 500kV y algunas líneas de 200kV del sistema costero, el servicio es prestado por una sola empresa (Transener, conforme se define debajo) que ostenta una posición monopólica a nivel nacional;
- siempre que no afecte las condiciones de competencia en el MEM, el poder ejecutivo nacional podrá autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su propio costo y exclusivamente para satisfacer sus propias necesidades, una línea de transmisión y/o una ampliación de la red. En este caso, las instalaciones autorizadas no constituirán un servicio público de transmisión

Distribución

- Dos o más empresas distribuidoras pueden fusionarse o formar parte del mismo grupo económico solo si obtienen aprobación expresa del ENRE (o del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad que lo reemplazará). Dicha aprobación es necesaria cuando una empresa distribuidora pretende adquirir acciones de otra empresa de transmisión o distribución eléctrica; y
- conforme a los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por empresas privadas que operan redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva sobre ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

Entidades Regulatorias

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

En 2024, la Ley de Bases dispuso la creación del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, que, una vez constituido, reemplazará y asumirá las funciones tanto del ENRE como del ENARGAS. El Decreto N.º 452/2025 establece un período de transición de 180 días para que el nuevo Ente Regulador Argentino de Gas y Electricidad se encuentre plenamente operativo. Dicho período comenzó el 7 de julio de 2025, fecha en que el decreto fue publicado en el Boletín Oficial de la República Argentina.



El Ministerio de Economía

El Ministerio de Economía es la principal autoridad gubernamental responsable de la industria eléctrica argentina a nivel federal. El rol del Ministerio de Economía se encuentra definido principalmente en la Ley de Ministerios N.º 22.520 y sus modificaciones, en particular las introducidas por el Decreto N.º 585/2024.

Las funciones del Ministerio de Economía incluyen, entre otras, la elaboración, propuesta y ejecución de la política energética nacional, y sus facultades comprenden las siguientes:

- Ejecutar los planes, programas y proyectos en el área de su competencia, elaborados de acuerdo con las directrices emitidas por el Poder Ejecutivo.
- Entender en la elaboración, aplicación y fiscalización del régimen impositivo y aduanero.
- Participar en las negociaciones y modificaciones de contratos de obras y servicios públicos, dentro del ámbito de su competencia.
- Entender en la administración de participaciones mayoritarias o minoritarias que el Estado posea en sociedades o empresas, fundaciones o instituciones bancarias dentro de su órbita.
- Intervenir en el desenvolvimiento de las entidades autárquicas, organismos descentralizados o desconcentrados y cuentas y fondos especiales, cualquiera sea su denominación o naturaleza jurídica, actuantes bajo su órbita, tanto en lo referido a los planes de acción y presupuesto como en cuanto a su modificación o eliminación de las competencias, funciones o responsabilidades, reorganización, modificación o transformación de su estructura jurídica, centralización, fusión, escisión, disolución total o parcial o transferencia a las provincias o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Entender en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y supervisar lo referido a la fijación de precios de los combustibles, cuando corresponda, de acuerdo con las pautas respectivas.
- Supervisar las funciones de la autoridad de aplicación en relación con las leyes que rigen las actividades en materia energética.
- Entender en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área de su competencia, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obras o servicios públicos, así como en la elaboración de normas regulatorias de las licencias de servicios públicos bajo los regímenes federales.
- Supervisar los mercados de producción de energía, interviniendo a través de las áreas de su competencia, con el fin de promover y fomentar el desarrollo normal desenvolvimiento de la economía de acuerdo con los objetivos de desarrollo nacional con equidad.

La Secretaría de Energía

De conformidad con el Decreto N.º 50/2019 y sus enmiendas, en particular el Decreto N.º 764/2024, los objetivos de la SE son:

- Intervenir en la elaboración y ejecución de la política energética nacional.
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia y en su gestión presupuestaria, contable y financiera.
- Intervenir en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y entender en los procedimientos de fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas.
- Intervenir en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra y de servicios públicos, así



como en la elaboración de normas de regulación de las licencias o concesiones de servicios públicos aplicables a los regímenes federales en materia energética.

- Ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética.
- Entender en los mecanismos de fijación de las tarifas de los servicios públicos del área energética en relación con los subsidios destinados a los usuarios finales, como así también en la elaboración de estructuras arancelarias en materia de energía.
- Entender en el diseño y ejecución de la política de reembolsos y reintegros a la exportación.
- Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del gobierno argentino en la Ley N° 27.007.
- Dirigir la representación en las empresas donde la Secretaría posea participación accionaria y ejerza la tenencia accionaria en coordinación con la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería.
- Coordinar la gestión de los/as directores/as que representan al Estado Nacional en aquellas empresas donde la Secretaría posea participación accionaria y ejerza tenencia accionaria, en coordinación con la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería.
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos naturales y la preservación del ambiente.
- Entender en el diseño y la ejecución de la política de relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía.
- Intervenir en la promoción de la utilización de nuevas fuentes de energía y la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional.
- Dirigir la elaboración de las políticas, planes y programas sobre energías renovables, eficiencia energética, electromovilidad, biocombustibles, hidrógeno, transición energética, minerales asociados con la transición y nuevas tecnologías bajas en carbono, y promover el dictado y/o la modificación de la normativa aplicable a esas materias.
- Participar, en el ámbito de su competencia, en la planificación de las políticas, planes y programas tendientes a reducir la contaminación ambiental y al cumplimiento de las metas de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) comprometidas por el país.
- Entender en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, y en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoelectrica.
- Participar en la negociación y celebración de los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales en materia energética en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución.
- Propiciar y celebrar convenios con entidades públicas y privadas, y participar en las negociaciones con organismos nacionales e internacionales en materia de energía.
- Ejercer la representación del Estado Nacional en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.
- Asistir al Ministerio en la investigación y el desarrollo tecnológico en las distintas áreas del sector de la energía.
- Ejercer el control tutelar del ENRE, del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y de la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica.
- Participar en los procesos de concesiones para la construcción y explotación de obras públicas y la prestación de servicios públicos, en la evaluación y gestión de las distintas etapas de los procesos licitatorios, así como en el desarrollo, fiscalización y control posterior de proyectos, en el ámbito de su competencia.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

- Participar, dentro de su ámbito de competencia, en la aplicación del Título VII (RIGI) de la Ley Bases, en coordinación con la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería.

A nivel federal, la política pública del sector energético ha sido dirigida por varios organismos gubernamentales federales a lo largo de los años. Desde 2001, el organismo federal a cargo de la política del sector energético ha tenido rangos y jerarquías variables, a saber: (i) Secretaría de Energía y Minería (2000-2001), (ii) Subsecretaría de Energía y Minería (2002), (iii) Secretaría de Energía (2002-2015), (iv) Ministerio de Energía y Minería (“ME&M”) (2015-2018), (v) Ministerio de Energía (2018), (vi) Secretaría de Gobierno de Energía (2018-2019), y actualmente, desde el 19 de diciembre de 2019, ha vuelto a ser (vii) Secretaría de Energía, primero bajo la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo, y luego transferida a la órbita del Ministerio de Economía. En consecuencia, para mayor claridad, a lo largo de este Suplemento de Prospecto, salvo que se indique expresamente lo contrario, haremos referencia a todas las autoridades en todo momento como SE o Secretaría de Energía.

El ENRE

El ENRE es un ente autárquico creado conforme a la Ley de Energía Eléctrica, bajo la órbita del Ministerio de Economía, y tiene a su cargo la regulación de la industria eléctrica y la supervisión del cumplimiento, por parte de las empresas (generadoras, transportistas, distribuidoras y otros grandes usuarios y participantes del sector bajo jurisdicción federal), de las normas, regulaciones y de sus respectivos contratos de concesión.

El principal objetivo del ENRE es adoptar las medidas necesarias para cumplir con los objetivos nacionales en materia de suministro, transporte y distribución de energía eléctrica.

El ENRE es administrado por un directorio integrado por cinco miembros, uno de los cuales actúa como presidente y otro como vicepresidente. Los miembros son designados por el Poder Ejecutivo Nacional, correspondiendo a dos de ellos la propuesta del Consejo Federal de Energía Eléctrica. El presidente ejerce su cargo por un período de cinco años y puede ser reelegido.

Sin embargo, a fines de 2019, el Gobierno argentino sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que declaró la emergencia pública en diversas materias, incluyendo, entre otras, tarifas y energía, y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional amplias facultades para cumplir con los fines previstos en dicha ley.

En virtud del artículo 6 de la Ley de Solidaridad, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso la intervención administrativa del ENRE por el término de un año, medida que fue posteriormente prorrogada en reiteradas oportunidades y que permanece vigente hasta la fecha.

La intervención del ENRE fue objeto de sucesivas prórrogas, implementadas a través de los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y N° 815/2022.

Por medio del Decreto N° 55/2023, publicado en el Boletín Oficial de la República Argentina el 18 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia del sector energético nacional, y dispuso la intervención del ENRE a partir del 1 de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio que resulten del proceso de selección a cargo de la Secretaría de Energía. El plazo fue luego prorrogado por el Decreto N° 1023/2024 hasta la constitución, puesta en funcionamiento y designación de los miembros del directorio del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (creado por el artículo 161 de la Ley Bases en sustitución del ENRE y el ENARGAS). A través del Decreto N° 370/2025, el plazo fue nuevamente prorrogado hasta el 9 de julio de 2026.

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

- Hacer cumplir la Ley de Energía Eléctrica y sus disposiciones complementarias;
- Controlar la prestación de los servicios públicos y hacer cumplir las disposiciones de los contratos de concesión;
- Adoptar normas aplicables a generadores, transportistas, distribuidores, usuarios de electricidad y otras



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

partes relacionadas en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, medición y facturación del consumo de electricidad, interrupción y reconexión del suministro, acceso de terceros a inmuebles afectados a la industria eléctrica y calidad de los servicios prestados;

- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre los participantes de la industria eléctrica;
- Establecer las tarifas para los contratos de concesión de transporte y distribución de jurisdicción federal;
- Aplicar las sanciones previstas en la Ley de Energía Eléctrica y en los contratos de concesión, respetando en todos los casos los principios del debido proceso;
- Arbitrar, en primera instancia, en los conflictos entre los agentes y los participantes del sector eléctrico y entre aquellos y los usuarios residenciales.

El Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad

El Artículo 161 de la Ley Bases dispuso la creación del Ente Regulador Argentino de Gas y Electricidad, que, una vez constituido, reemplazará y asumirá las funciones del ENRE y del ENARGAS.

El 4 de julio de 2025, mediante el Decreto N° 452/2025, el Gobierno argentino ordenó la creación del Ente Regulador Argentino de Gas y Electricidad. Este ente será administrado y dirigido por un Directorio integrado por cinco miembros: un presidente, un vicepresidente y tres directores. Los miembros del Directorio ejercerán sus funciones por un período de cinco años, con posibilidad de renovación indefinida. El proceso de selección de los miembros del Directorio estará a cargo de la Secretaría de Energía, la cual deberá elevar su recomendación al Poder Ejecutivo Nacional para la aprobación de las designaciones. De acuerdo con el decreto, el Ente Regulador Argentino de Gas y Electricidad deberá iniciar sus operaciones dentro de los 180 días corridos contados desde la publicación del decreto en el Boletín Oficial de la República Argentina, ocurrida el 7 de julio de 2025.

El nuevo ente gozará de autonomía financiera, independencia funcional y presupuestaria, así como de plena capacidad jurídica para actuar tanto en el ámbito del derecho público como del derecho privado.

Su patrimonio estará conformado por los bienes que le sean transferidos y por aquellos que adquiera en el futuro por cualquier medio legal. En sus relaciones con los particulares y con la Administración Pública, el Ente se registrará por los procedimientos establecidos en la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N.º 19.549, salvo en los casos en que los marcos regulatorios aplicables y sus normas complementarias dispongan expresamente lo contrario.

Hasta tanto el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad apruebe su estructura organizativa, el ENRE y el ENARGAS continuarán vigentes con sus actuales responsabilidades, facultades y funciones asignadas, a fin de asegurar el adecuado desempeño operativo.

Asimismo, el Decreto N° 450/2025 modificó el texto de la Ley de Energía Eléctrica para incorporar al nuevo Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, mientras que el Decreto N° 451/2025 hizo lo propio respecto de la Ley N° 24.076.

A la fecha de este Suplemento de Prospecto, el nuevo Ente aún no ha iniciado sus operaciones, ya que no se han designado los miembros de su Directorio. Conforme al Decreto N° 452/2025, las funciones del Ente son las siguientes:

- Hacer cumplir y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias que rigen las actividades del Ente.
- Adoptar el reglamento interno del Ente.



- Asesorar al Poder Ejecutivo Nacional en todas las cuestiones comprendidas en la competencia del Ente.
- Contratar y desvincular al personal del Ente, determinando sus funciones y condiciones de empleo.
- Elaborar el presupuesto anual de gastos y cálculo de recursos del Ente, para su remisión al Poder Ejecutivo Nacional y posterior inclusión en el proyecto de ley de presupuesto nacional para el ejercicio fiscal correspondiente.
- Elaborar su memoria anual y estados contables.
- Imponer las sanciones previstas en los marcos regulatorios de gas y electricidad y sus normas complementarias.
- En general, realizar todos los demás actos necesarios para el cumplimiento de las funciones del Ente y los objetivos establecidos en los marcos regulatorios mencionados.

CAMMESA

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

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

CAMMESA está gestionada por un directorio conformado por representantes de sus accionistas. El directorio de CAMMESA se compone de 10 directores titulares y 10 directores suplentes. Cada una de las asociaciones tiene derecho a designar dos directores titulares y dos directores suplentes en CAMMESA. Los otros directores de CAMMESA son el Secretario de Energía, quien actúa como presidente del directorio, y un miembro independiente, quien actúa como vicepresidente. Las decisiones adoptadas por el directorio requieren el voto afirmativo del presidente del directorio.

Los costos operativos de CAMMESA se financian, entre otros, a través de contribuciones obligatorias realizadas por los agentes del MEM y subsidios provistos por el gobierno federal.

Cabe señalar que, de acuerdo con la Resolución N° 2022/2005, la Secretaría de Energía había definido las instrucciones y mandatos regulatorios que podían ser emitidos por la Secretaría de Energía a CAMMESA conforme a la Ley de Energía Eléctrica. Sin embargo, la Resolución N° 2022/2005 fue derogada por la Resolución N.º 150/2024,



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

publicada en el Boletín Oficial el 10 de julio de 2024. Esto se realizó con el objetivo de orientar gradualmente al Sector Eléctrico Nacional hacia los principios rectores de las Leyes N° 15.336 y 24.065, y reducir la intervención del Estado Nacional en el mercado eléctrico.

El MEM

Descripción General

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

El MEM se compone de:

- Un **mercado a término**, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores. El excedente de energía que no se vende en el mercado a término, es vendida en el mercado spot. Cabe tener en cuenta que por medio de la Resolución N° 95/2013 (la “**Resolución N° 95**”), se estableció la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término, con excepción de aquellos contratos celebrados bajo ciertos regímenes especiales, y aquellos contratos que tuvieran un régimen de remuneración diferencial. Desde entonces, los grandes usuarios del MEM deben adquirir su demanda de energía eléctrica directamente a CAMMESA (salvo que se trate de contratos celebrados bajo determinados regímenes exceptuados -e.g. las regulaciones del MATER.
- Un **mercado spot**, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción (“**Precio Spot**”), representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado). Este sistema, en la práctica, sufrió importantes modificaciones reglamentarias desde el año 2002. Las compras realizadas en el mercado spot varían según el carácter del comprador: los grandes usuarios, generadores y autogeneradores pagan el Precio Spot, mientras que los distribuidores pagan un precio estacional calculado por CAMMESA y aprobado por la SE.
- **Precios estacionales** que son establecidos periódicamente por la SE basados en los cronogramas de CAMMESA y mantenidos por períodos de seis meses (sujetos a ajustes trimestrales), con el objetivo de que los distribuidores paguen un precio estabilizado a los generadores, permitiéndoles así trasladarlo a las tarifas pagadas por los usuarios finales. Cabe señalar que desde 2002, este precio no ha sido completamente trasladado a los agentes de demanda del MEM, resultando en déficits significativos en el Fondo de Estabilización gestionado por CAMMESA. Finalmente, los valores de remuneración para la generación de electricidad son establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.
- un **Fondo de Estabilización**, administrado por CAMMESA, que absorbe las diferencias entre las compras de los distribuidores a precios estacionales y los pagos a los generadores por venta de energía al precio spot, creado para estabilizar el precio que pagan los usuarios finales (ver apartado “*Precio Estacional*”).

Operación del MEM

El MEM opera bajo la administración de CAMMESA. Los generadores entregan toda la electricidad que generan en el SADI de acuerdo con los requisitos de despacho de CAMMESA, sin perjuicio de la existencia de acuerdos a largo plazo o transacciones spot con los tomadores. CAMMESA despacha las unidades de potencia disponibles según los costos variables de generación declarados por los generadores, despachando primero las unidades más eficientes.

Los Participantes del MEM

Los principales participantes del MEM son las empresas de generación, transmisión y distribución. Los grandes usuarios y comerciantes también operan en el MEM, aunque en menor medida. En 1995, el gobierno argentino emitió el Decreto N° 186/1995 para expandir la participación y estimular la inversión en el MEM. El Decreto N°

186/1995 incluye una lista de entidades autorizadas a participar en el MEM, a saber:

- Empresas que obtienen autorización para comercializar electricidad de interconexiones internacionales y empresas binacionales;
- Empresas que no son agentes del MEM pero que, no obstante, venden electricidad al por mayor; y
- Empresas que no son agentes del MEM pero que, no obstante, operan ciertas instalaciones para transportar electricidad.

Regulaciones adicionales emitidas por la SE que definen a los participantes del MEM también permiten la participación de comercializadores, provincias comercializadoras y empresas extranjeras en el MEM. Los comercializadores pueden operar con generación, demanda, importación, exportación y regalías. La función de los comercializadores en el MEM es comprar y vender energía eléctrica producida y consumida por terceros, ya sea en el mercado a término y/o en el mercado spot.

El MEM clasifica a los grandes usuarios en tres categorías: grandes usuarios mayores, grandes usuarios menores y grandes usuarios individuales. Cada uno de ellos puede acordar libremente los precios de sus contratos de suministro directamente con generadores o comercializadores, sin estar limitados a obtener el suministro de su empresa distribuidora local. Sin embargo, el Artículo 9 de la Resolución N°95 dictada por la ex SE suspendió temporalmente la inclusión de nuevos acuerdos en el mercado a término, con ciertas excepciones. Sus transacciones en el mercado spot son facturadas por CAMMESA.

Mediante el Decreto N° 450/2025, se reconoció que el MEM también incluye (i) usuarios generadores regulados por la Ley N° 27.424 y aquellos autorizados por normativas federales, y (ii) participantes identificados por la regulación, incluyendo comercializadores y proveedores de almacenamiento. Además, el Decreto N° 450/2025 incorporó a los “usuarios libres” como participantes en el MEM.

Generación de Electricidad

Los generadores entregan la electricidad que producen al SADI, de acuerdo con los requerimientos de despacho de CAMMESA. CAMMESA despacha las unidades de generación disponibles según los costos variables de generación declarados por los generadores, priorizando el despacho de las unidades más eficientes.

La Resolución N° 95 introdujo cambios significativos en el sistema de remuneración del sector de generación, transformándolo en un nuevo régimen de “costo más”. Bajo este régimen, los generadores son remunerados en función de los costos variables no combustibles, los costos fijos y un margen adicional. Además, la Resolución N° 95 prohibió a los generadores realizar sus propias compras de combustible, designando a CAMMESA como el único comprador y administrador de combustible.

Los generadores de electricidad compiten entre sí para abastecer de energía al mercado. El ingreso al mercado de generación eléctrica está permitido a cualquier interesado que cumpla con todos los requisitos legales establecidos por la Ley de Energía Eléctrica, la Resolución N° 61/1992—emitida por la ex Secretaría de Energía—y sus modificaciones y complementos (los “Procedimientos” o “Procedimientos de CAMMESA”), así como todas las regulaciones pertinentes emitidas por el ENRE y la SE.

En términos generales, dichas regulaciones se refieren a los permisos que autorizan al generador a operar dentro del MEM bajo ciertos estándares técnicos y de calidad.

De acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica, la generación de energía eléctrica se clasifica como una actividad de interés general asociada a la prestación de los servicios de transmisión y distribución de electricidad, pero realizada en el marco de un mercado competitivo. Como resultado de la privatización y la incorporación de nuevos

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

participantes, el sector de generación eléctrica, incluso después de un proceso de consolidación en los últimos años, presenta una estructura competitiva. Competimos con empresas ampliamente reconocidas que operan en el mercado, tales como Central Puerto S.A., Pampa Energía S.A, YPF Luz S.A. y AES Argentina Generación S.A.

El equipamiento instalado en las centrales de generación eléctrica en Argentina puede clasificarse en los siguientes tipos, según el recurso natural y la tecnología utilizada: térmica fósil, nuclear, hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa o, en forma incipiente, geotérmica.

El equipamiento térmico fósil, a su vez, puede subclasificarse en cuatro tipos tecnológicos, según el ciclo térmico que utilizan para generar electricidad: turbina de vapor, turbina de gas natural, ciclo combinado y motores diésel.

Transmisión de Electricidad

La energía eléctrica se transmite desde los puntos de entrega de los generadores hasta los puntos de recepción de los distribuidores o grandes usuarios, según corresponda, a través del sistema de transmisión propiedad y operado por distintas empresas transportistas. La transmisión se divide en un sistema de transmisión en extra alta tensión, operado por Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. ("Transener"), y varios sistemas troncales de transmisión en alta tensión, operados por Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S.A., Distrocuyo S.A., Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires (Transba S.A.), Transnea S.A., Transpa S.A., Ente Provincial de Energía del Neuquén y Transcomahue S.A.

Las tarifas aplicadas por las empresas de transmisión eléctrica incluyen un cargo de conexión, un cargo por capacidad de transmisión y un cargo por la energía efectivamente transmitida. Existe una regulación independiente para los cargos por ampliación del sistema. Las tarifas de transmisión se trasladan a los clientes finales a través de los distribuidores.

Distribución de Electricidad

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

Cada empresa distribuidora opera bajo un contrato de concesión celebrado con el gobierno federal o provincial, según corresponda, que establece, entre otras cosas, su área de concesión, la calidad del servicio que debe prestar, las tarifas que puede cobrar y las características de su obligación de satisfacer la demanda. El ENRE o el regulador provincial supervisa el cumplimiento por parte de las distribuidoras de las disposiciones de sus respectivos contratos de concesión y de la Ley de Energía Eléctrica o leyes provinciales, según corresponda, y proporciona un mecanismo para audiencias públicas en las que se pueden presentar y resolver reclamos contra las distribuidoras.

De acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica, las tarifas aprobadas por el ENRE que los distribuidores pueden cobrar a los clientes finales deben contemplar los costos asociados a la operación y mantenimiento de las redes, los costos de la energía adquirida en el mercado y una rentabilidad sobre sus activos.

En virtud del Decreto N° 450/2025, los distribuidores están obligados a adquirir en el mercado a término al menos el 75% de la energía destinada a abastecer a los usuarios finales.

Emergencia del Sistema Eléctrico

En los últimos años, el sistema eléctrico ha sido declarado en estado de emergencia por diversas administraciones.

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

El 15 de diciembre de 2015, el Poder Ejecutivo Nacional de Argentina declaró la emergencia del sistema eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2017. Si bien la emergencia declarada por el Decreto N° 134/2015 finalizó a fines de 2017, el 20 de diciembre de 2019 se sancionó la Ley N° 27.541 (Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva), que volvió a declarar la emergencia pública en materia tarifaria y energética, y extendió dicha declaración a los ámbitos económico, financiero, fiscal, administrativo, previsional, sanitario y social, delegando al Poder Ejecutivo Nacional una variedad de facultades para cumplir con los objetivos establecidos en la ley.

El 18 de diciembre de 2023, mediante el Decreto N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024.

Asimismo, dicho decreto resolvió lo siguiente:

- En cuanto a las medidas de emergencia, instruir a la Secretaría de Energía a elaborar, dictar e implementar un programa de acciones necesarias, cuyo objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones competitivas, mantener los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para asegurar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- Iniciar el proceso de revisión tarifaria para los prestadores de los servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural. Los nuevos cuadros tarifarios resultantes no podrán entrar en vigencia después del 31 de diciembre de 2024. Hasta que se complete el proceso de revisión tarifaria, podrán aprobarse adecuaciones tarifarias transitorias y ajustes periódicos, con el objetivo de asegurar la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, en espera del resultado de la revisión tarifaria. Además, deberán establecerse mecanismos de participación pública en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.
- Disponer la intervención del ENRE y ENARGAS a partir del 1 de enero de 2024, hasta la designación de nuevos miembros del directorio. Otorgar a la Secretaría de Energía la facultad de designar a los Interventores del ENRE y ENARGAS y otorgar a los Interventores la facultad de llevar adelante el proceso de revisión tarifaria.

La Secretaría de Energía también debe iniciar el proceso de selección de los miembros del directorio del ENRE. Estas acciones fueron llevadas a cabo por la Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 161/2024 en julio de 2024. No obstante lo anterior, el período durante el cual se preveía la intervención del ENRE y ENARGAS fue prorrogado por el Decreto N° 1023/2024 hasta la constitución, inicio de operaciones y designación de los miembros del directorio del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad.

Por otra parte, el 20 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 70/2023 *“Bases para la reconstrucción de la Economía Argentina”*. Este decreto resolvió, entre otros:

Sobre Contratos de Exportación:

- Derogación del Decreto N° 1491/2002: Este decreto había estipulado que los contratos de exportación de Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada, así como los acuerdos de comercialización de generación, no estaban sujetos a la Ley N° 25.561 (la ley de emergencia sancionada en 2002) ni al Decreto N° 214/2002

(que permitía la conversión de obligaciones monetarias a Pesos), y que estos contratos serían facturados en dólares estadounidenses.

Sobre Ampliaciones de Transporte:

- Derogar la Ley N° 25.822 que ratificaba y priorizaba la ejecución del Plan Federal de Transporte Eléctrico, gestionado por la SE.
- Derogar el Decreto N° 635/2003 que, en el marco de ampliaciones de transporte de alta tensión o distribución troncal, autorizaba a la SE a redeterminar el canon o precio correspondiente a la parte no ejecutada de una ampliación hasta su habilitación comercial.

Sobre Préstamos Reembolsables:

- Derogar el Decreto N° 311/2006, que aprobaba la concesión de préstamos reembolsables del Tesoro General de la Nación al Fondo Unificado, destinados al pago de las obligaciones exigibles del fondo para cumplir sus funciones específicas y mantener el sistema de estabilización de precios en el MEM sin distorsiones.

Sobre Energías Renovables:

- Derogar los artículos 16 a 37 de la Ley N° 27.424, que creaban el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS), los beneficios promocionales y el régimen de promoción asociado.

Sobre la Secretaría de Energía:

- Autorizar a la SE a redeterminar la estructura de los subsidios existentes para asegurar el acceso de los usuarios finales a consumos básicos y esenciales de energía eléctrica y gas natural, considerando el ingreso del grupo conviviente.
- Autorizar a la SE a definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y percepción efectiva de los subsidios, determinando los roles y tareas a ser realizados por los actores públicos, empresas concesionarias y demás actores o agentes relevantes.
- El 3 de enero de 2024, mediante las Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024, el ENRE convocó a audiencias públicas celebradas el 26 de enero de 2024 y el 29 de enero de 2024, respectivamente, para la adecuación transitoria de las tarifas de transporte y distribución.

Asimismo, mediante la Resolución N° 223/2024, publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 16 de abril de 2024, el ENRE aprobó el “Programa para la Revisión Tarifaria del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica correspondiente al año 2024” para las siguientes empresas: Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A., Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A., Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Patagonia S.A., Distrocuyo S.A., Ente Provincial de Energía del Neuquén, Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noreste Argentino S.A., Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S.A. y Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Comahue Transcomahue S.A. En dicha resolución se establecieron los términos a los que deberán ajustarse los estudios destinados a determinar el cuadro tarifario, el cual tendrá una vigencia de cinco años a partir del 1 de enero de 2025. Posteriormente, la Resolución N° 705/2024 convocó a una audiencia pública para analizar los aspectos de las propuestas tarifarias presentadas por las empresas concesionarias del servicio público de transporte de energía eléctrica. Sin embargo, la Resolución N°

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

743/2024 canceló la convocatoria a la audiencia pública que había sido programada.

Por otro lado, mediante la Resolución N° 270/2024, publicada en el Boletín Oficial el 9 de mayo de 2024, el ENRE aprobó el “Programa de Revisión Tarifaria de Distribución año 2024”. Allí se establecieron los criterios y aspectos metodológicos a los que deberán ajustarse las distribuidoras Edenor y Edesur para realizar los estudios tarifarios en el proceso de Revisión Tarifaria (de conformidad con lo dispuesto por el Decreto N° 55/2023, el artículo 45 de la Ley N° 24.065 y su reglamentación, y los respectivos contratos de concesión).

El 8 de mayo de 2024, mediante la Resolución N° 58/2024 (y sus modificatorias Resolución N° 66/2024 y Resolución N° 77/2024) la “**Resolución 58**”), la SE estableció un régimen de pago excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024 correspondiente a los acreedores del MEM, con el objetivo de restablecer la cadena de pagos de las transacciones económicas corrientes y así preservar el abastecimiento del servicio público de electricidad, dado el déficit de recursos disponibles en el Fondo de Estabilización del MEM y la emergencia declarada por el Decreto N° 55/2023 y el Decreto N° 70/2023. Una vez determinados los montos en los acuerdos individuales, la Resolución estableció el método de liquidación de las liquidaciones e facturas:

- a) Las liquidaciones a favor de los acreedores del MEM correspondientes a las transacciones económicas de diciembre de 2023 y enero de 2024 se cancelarán dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la fecha de los acuerdos individuales, mediante la entrega de títulos públicos “*Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038*” (BONO USD 2038 L.A.). El cálculo de los montos nominales a entregar por cada bono se realizará utilizando el tipo de cambio de referencia (publicado diariamente a través de la Comunicación “A” 3500 del BCRA) a la cotización de cierre correspondiente a la fecha de aceptación formal por parte de los agentes acreedores del MEM, de acuerdo con el procedimiento antes mencionado.
- b) Las liquidaciones a favor de los acreedores del MEM correspondientes a la transacción económica de febrero de 2024 se cancelarán con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA para la recaudación, así como con los fondos provenientes de las transferencias realizadas por el Gobierno argentino al Fondo Unificado destinado al Fondo de Estabilización.

Adicionalmente, la Resolución 58 instruyó a CAMMESA a preparar y determinar con cada uno de los deudores del MEM los montos correspondientes a las facturas por venta de energía eléctrica, con vencimiento en febrero, marzo y abril de 2024 respectivamente, y que, una vez determinados, mediante la suscripción de los respectivos acuerdos individuales, las facturas se cancelarán sujetas a los siguientes principios:

- a) Las Facturas de los Deudores del MEM con vencimiento en febrero y marzo de 2024 se cancelarán en su totalidad mediante los planes de pago que CAMMESA acuerde con cada agente deudor, los cuales deberán ajustarse a las siguientes condiciones: tasa de mercado del Banco de la Nación Argentina y un plazo de 48 meses.
- b) Las Facturas de los deudores del MEM con vencimiento en abril de 2024 deberán cancelarse en su totalidad dentro de un plazo de treinta (30) días corridos desde la entrada en vigencia de la presente.
- c) Las facturas con vencimiento en mayo de 2024 deberán cancelarse en su totalidad bajo los términos y condiciones establecidos en la normativa vigente.
- d) El incumplimiento de lo dispuesto en los incisos (b) y (c) inhabilitará al agente deudor incumplidor a celebrar acuerdos de pago bajo las condiciones establecidas en el inciso (a) o la resolución del acuerdo si fuera previo al incumplimiento.

El 27 de mayo de 2024, mediante el Decreto N° 465/2024, se dispuso la reestructuración de los regímenes de subsidios energéticos de jurisdicción nacional, a fin de asegurar una transición gradual, ordenada y previsible hacia un marco que permita: (i) la transferencia de los costos reales de la energía a los usuarios; (ii) la promoción de la eficiencia energética; y (iii) asegurar el acceso de los usuarios residenciales vulnerables a consumos esenciales de electricidad, gas por red y gas envasado. Se estableció un período de transición hacia subsidios energéticos focalizados, que se extiende desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre de 2024.

El 8 de julio de 2024 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Ley Bases, que declaró la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por un período de 1 año, y delegó una serie de facultades al Poder Ejecutivo Nacional durante la vigencia de la emergencia.

Entre otras disposiciones, la Ley Bases crea el Ente Regulador Argentino de Gas y Electricidad, que, una vez constituido, reemplazará y asumirá las funciones del ENRE y del ENARGAS. Sin embargo, hasta que dicho Ente Regulador Argentino de Gas y Electricidad sea efectivamente constituido, el Poder Ejecutivo Nacional, en cumplimiento de esta directiva, dictó el Decreto N° 452/2025, mediante el cual se creó formalmente el Ente Regulador Argentino de Gas y Electricidad. El Decreto, vigente desde el 7 de julio de 2025, establece un período de transición de 180 días para la plena integración de las funciones y del personal del ENRE y del ENARGAS en el nuevo organismo.

Hasta tanto dicha integración se complete, el ENRE y el ENARGAS continuarán ejerciendo sus respectivas funciones.

Asimismo, faculta al Poder Ejecutivo, por el plazo de un año previsto en el artículo 1 de la Ley Bases, a adecuar las Leyes 15.336 y 24.065 y las normas reglamentarias correspondientes, conforme a las siguientes bases:

1. Promover la apertura del comercio internacional de electricidad en condiciones de seguridad y confiabilidad, con el objetivo de lograr la mayor cantidad de participantes en la industria, permitiendo al Estado oponer objeciones por razones técnicas o económicas vinculadas a la seguridad del abastecimiento;
2. Asegurar la libre comercialización y máxima competencia en la industria eléctrica, garantizando a los usuarios finales la libre elección de proveedor;
3. Promover el despacho económico de las transacciones energéticas en base a la remuneración del costo económico horario del sistema, considerando el costo marginal horario del sistema y el costo para la comunidad de la energía no suministrada;
4. Adecuar las tarifas del sistema energético en función de los costos reales de abastecimiento para cubrir las necesidades de inversión y asegurar la prestación continua y regular de los servicios públicos conforme a los principios tarifarios de las Ley de Energía Eléctrica y la Ley N°24.076;
5. Fomentar el desglose explícito de los distintos conceptos a abonar por el usuario final, con la obligación expresa del distribuidor de actuar como agente de percepción o retención de los importes a recibir en concepto de energía, transporte e impuestos correspondientes al MEM y al fisco, según corresponda;
6. Garantizar el desarrollo de la infraestructura de transporte eléctrico mediante mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos;
7. Modernizar y profesionalizar las estructuras centralizadas y descentralizadas del sector eléctrico para lograr un mejor cumplimiento de las funciones asignadas. Para la reorganización del Consejo Federal de Electricidad, creado por la Ley 15.336, deberá considerarse su funcionamiento como órgano consultivo no vinculante de la autoridad de aplicación para el desarrollo de la infraestructura eléctrica de jurisdicción nacional.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Asimismo, la Resolución N° 294/2024, publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 2 de octubre de 2024, estableció el “Plan de Contingencia y Preparación para Meses Críticos del Período 2024/2026” (el “**Plan de Contingencia**”). El Plan de Contingencia tiene como objetivo prevenir, reducir y mitigar posibles desafíos en el suministro energético durante los días críticos del período 2024/2026, detallando acciones específicas a ejecutar por la Secretaría de Energía en los sectores de generación, transporte y distribución de electricidad.

Por otra parte, el Decreto N° 370/2025 prorrogó la emergencia del sector energético hasta el 9 de julio de 2026. En este sentido, el decreto también extendió el “Período de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados” hasta la misma fecha, al tiempo que instó a las provincias a trabajar conjuntamente con la Secretaría de Energía para implementar las medidas de emergencia necesarias para garantizar los servicios de distribución eléctrica en sus jurisdicciones, así como para realizar los ajustes derivados del proceso de reestructuración de subsidios.

Asimismo, el Ministerio de Economía dictó la Resolución N° 715/2025, que declara prioritaria la ejecución de determinados proyectos de infraestructura de transporte eléctrico (en niveles de alta y extra alta tensión). La Resolución N° 715/2025 explica que, a fin de reducir el gasto público, se crearán condiciones para que el sector privado lleve adelante la construcción, operación y mantenimiento de las obras de ampliación. En consecuencia, los proyectos se ejecutarán bajo el régimen de concesión de obra pública establecido por la Ley N° 17.520 (modificada por la Ley Bases), que permite el desarrollo de estructuras de inversión y financiamiento privadas.

La remuneración del concesionario por las obras de ampliación de transporte comprendidas en la Resolución N°715 podrá derivar de una tarifa de ampliación de transporte, a aplicar a aquellos usuarios definidos como beneficiarios de los proyectos. Se ha instruido a la Secretaría de Energía —o a la autoridad que ésta designe— a incorporar una nueva sección a Los procedimientos (Res. SEE 61/1992), agregando las ampliaciones de transporte por concesión de obra pública como modalidad dentro del marco de ampliación de la red de transporte. Esta nueva sección deberá incluir las siguientes pautas:

1. El contrato de concesión deberá prever una remuneración mensual al concesionario durante la etapa de operación y mantenimiento de los proyectos. El pago será realizado directamente a los concesionarios por CAMMESA, bajo los términos y condiciones establecidos en el Capítulo 5, “Facturación, Cobranza y Liquidación”, de los Procedimientos.
2. Las ampliaciones podrán financiarse mediante una tarifa de ampliación de transporte abonada por los usuarios definidos como beneficiarios de los proyectos.
3. El concesionario llevará a cabo la operación y mantenimiento de las obras de ampliación de transporte bajo la supervisión de la empresa transportista jurisdiccional, en cuyo caso el concesionario asumirá el rol de empresa transportista independiente. Sus actividades se registrarán por el Título V del Anexo 16 de los Procedimientos, las disposiciones incluidas en la nueva sección, el contrato de concesión y los pliegos licitatorios correspondientes. Simultáneamente a la suscripción del contrato de concesión, deberá suscribirse la correspondiente licencia técnica.
4. Finalizado el plazo contractual de operación y mantenimiento, el concesionario deberá transferir las instalaciones construidas al gobierno argentino a valor cero, pudiendo su operación y mantenimiento ser asignados por el concedente a la empresa transportista cuyo sistema incluya la respectiva ampliación.
5. La emisión del certificado de conveniencia y necesidad pública para las obras de ampliación implicará también la aprobación de las servidumbres administrativas de líneas de transmisión correspondientes, conforme a la Ley N° 19.552.

Más recientemente, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 450/2025, que (como ya se dijo) aprobó modificaciones a la Ley N° 15.336 y a la Ley de Energía Eléctrica —incluyendo la sanción de un nuevo texto ordenado para esta última— y estableció un período de transición de 24 meses para la adecuación de normas reglamentarias y complementarias relacionadas; (ii) el Decreto N° 451/2025, que aprobó adecuaciones a la Ley N° 24.076 mediante un nuevo texto ordenado; y (iii) el Decreto N° 452/2025, que creó el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad.

Precios

Precio Estacional

El precio estacional que pagan los distribuidores por la compra de energía eléctrica debe ser aprobado por la Secretaría de Energía (SE), calculado en base a proyecciones de oferta y demanda de electricidad realizadas por CAMMESA y diseñado para reflejar las variaciones y valores del Precio Spot. CAMMESA utiliza bases de datos estacionales y modelos de optimización para determinar los precios estacionales y considera tanto los suministros de energía anticipados como la demanda, incluyendo la disponibilidad esperada de capacidad de generación, importaciones y exportaciones comprometidas de electricidad y los requerimientos de los distribuidores y grandes usuarios.

Las modificaciones al marco regulatorio introducidas en 2002 debido a la emergencia declarada por la Ley de Emergencia Pública resultaron en cambios significativos en los precios estacionales cobrados a los distribuidores en el MEM, incluyendo la implementación de una escala de precios organizada por nivel de consumo del cliente (que varía según la categoría del usuario) cobrada por CAMMESA a los distribuidores a un precio significativamente inferior al precio cobrado por los generadores.

La situación antes descripta ha llevado a un déficit permanente en el precio estacional respecto al costo real de la energía. En este contexto, debido al congelamiento de las tarifas de distribución, los montos recaudados por CAMMESA para pagar lo adeudado a los generadores no fueron suficientes y se utilizó el Fondo de Estabilización para reducir el déficit. Sin embargo, esta circunstancia ha generado un déficit creciente en el Fondo de Estabilización que ha sido absorbido por el gobierno argentino a través de subsidios desde 2001.

En 2024 y 2025, los precios estacionales se establecieron mediante la Resolución SE N° 7/2024 (Programación Trimestral de Verano para el MEM y para el Mercado Eléctrico Mayorista Del Sistema de Tierra Del Fuego (MEMSTDF) para el período del 1 de febrero al 30 de abril de 2024), N° 92/2024 (Programación Estacional de Invierno para el MEM, correspondiente al período del 1 de mayo al 31 de octubre de 2024), N° 192/2024 (Programación Trimestral de Invierno para el MEM, correspondiente al período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2024), N° 19/2024 emitida por la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería (Programación Estacional de Verano para el MEM y para el MEMSTDF para el período del 1 de noviembre al 30 de abril de 2025), N° 26/2025 (Programación Trimestral de Verano para el MEM y para el MEMSTDF para el período del 1 de febrero al 30 de abril de 2025), N° 171/2025 (Programación Estacional de Invierno para el MEM, correspondiente al período del 1 de mayo al 31 de octubre de 2025), y N° 334/2025 (Programación Trimestral de Invierno para el MEM y para el MEMSTDF para el período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2025).

Fondo de Estabilización

El Fondo de Estabilización fue diseñado para absorber las diferencias estacionales entre las compras realizadas por los distribuidores a precios estacionales y los pagos a los generadores por ventas de energía a precios spot. Cuando el Precio Spot es inferior al precio estacional, el Fondo de Estabilización crece, mientras que cuando el precio estacional es inferior al precio spot, el Fondo de Estabilización disminuye. El saldo pendiente de pago del fondo en cualquier momento refleja la diferenciación acumulada entre el precio estacional y el precio de la energía por hora en el mercado spot. El Fondo de Estabilización debe mantener un monto mínimo para cubrir los pagos realizados

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

por los generadores cuando los precios del mercado spot durante un trimestre determinado son superiores al precio estacional.

Como se mencionó anteriormente, tras la crisis de 2001 y en el marco de la Ley de Emergencia Pública, se implementaron reformas importantes al marco regulatorio del MEM, con el fin de implementar controles de precios en el mercado spot.

A tal efecto, la SE dictó la Resolución N° 240/2003, que estableció criterios para fijar el Precio Spot en el MEM pagado a las empresas generadoras de electricidad, sin modificar los precios estacionales pagados por los usuarios finales. Como ejemplo, entre los resultados de la Resolución N° 240/2003, en el marco de la Ley de Emergencia Pública, se encuentran los siguientes:

- la denominación en Pesos del Precio Spot pagado a las empresas generadoras;
- la implementación de techos de precios en el mercado spot pagados a las empresas generadoras, en \$ 120 por MWh; y
- la falta de actualización de las tarifas del servicio público de distribución de electricidad, lo que resulta en precios estacionales inferiores al precio del mercado spot eléctrico.

En relación con esto, el Fondo de Estabilización se vio negativamente afectado por las modificaciones al precio estacional y al Precio Spot introducidas por la Ley de Emergencia Pública y la Resolución N° 240/2003, que generaron déficits sustanciales. Este déficit fue financiado por el gobierno argentino mediante préstamos a CAMMESA, pero sigue siendo insuficiente para cubrir las diferencias entre el Precio Spot y el precio estacional.

Como se mencionó, la diferencia entre el precio estacional cobrado a los usuarios finales y el Precio Spot pagado a las empresas generadoras es absorbida por el gobierno argentino a través de subsidios al Fondo de Estabilización y por los generadores que acumulan un crédito contra CAMMESA. Como resultado del déficit en el Fondo de Estabilización, el gobierno argentino, mediante la Resolución SE N° 406/2003, estableció un orden de prioridad de pago para que CAMMESA distribuya los fondos recaudados por la venta de electricidad a los usuarios finales.

Remuneración de la Generación de Electricidad

La Resolución N° 95/2013 dictada por la SE y publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 26 de marzo de 2013, estableció un nuevo régimen general que reemplazó el marco de remuneración vigente para todo el sector de generación de energía eléctrica (generadores, autogeneradores y cogeneradores), o los "Generadores Incluidos", con excepción de: (i) centrales hidroeléctricas binacionales y generadores nucleares; y (ii) la potencia y/o energía regida por contratos regulados por la SE que contengan una remuneración diferencial bajo las Resoluciones de la SE N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07, 200/09, 712/09, 762/09, 108/11, 137/11, así como cualquier otro contrato de energía que tenga un marco remunerativo diferencial establecido por la SE (como los acuerdos de suministro celebrados bajo el programa RenovAr que se describirá más adelante).

Cada generador podía adherir al nuevo marco, pero debía previamente desistir de cualquier reclamo administrativo y/o judicial iniciado contra el gobierno argentino, la SE y/o CAMMESA en relación con el "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Incremento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adecuación de la Remuneración para la Generación 2008-2011" y/o la Resolución N° 406/2003 de la SE. Además, cada agente generador debía comprometerse a renunciar a realizar cualquier reclamo administrativo y/o judicial contra el gobierno argentino, la SE y/o CAMMESA referido al acuerdo mencionado y/o la Resolución N° 406/2003 de la SE.

Aquellos generadores excluidos de la Resolución N° 95 o generadores que no cumplieran con el requisito de desistimiento permanecerían sujetos al marco de remuneración establecido en la Resolución N° 240/2003 de la SE.

Adicionalmente, el Artículo 8 de la Resolución N° 95 dispuso que, para optimizar y minimizar los costos de suministro de combustibles a las plantas de generación del MEM, el organismo de despacho (CAMMESA) centralizaría la gestión comercial y el despacho de combustibles. A partir de la fecha de publicación de la Resolución N° 95, y una vez finalizadas las relaciones contractuales entre los agentes del MEM y sus proveedores de combustibles e insumos relacionados, dichos costos de operación dejarían de ser reconocidos por CAMMESA.

No obstante, la Resolución N° 70/2018 emitida por la ex Secretaría de Energía, modificó el Artículo 8 de la Resolución N° 95 y autorizó a los generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM a abastecerse de su propio suministro de combustible para la generación de energía eléctrica. Los costos de generación con combustible propio serán valorizados conforme al mecanismo de reconocimiento de los costos variables de producción reconocidos por CAMMESA.

Sin embargo, la Resolución N° 70/2018 fue derogada por la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, y volvieron a entrar en vigor las disposiciones del Artículo 8 de la Resolución N° 95.

Asimismo, el Artículo 9 de la Resolución N° 95 suspendió temporalmente la inclusión de nuevos contratos en el mercado a término bajo el MEM y determinó que, una vez finalizados los existentes previos a la emisión de dicha Resolución N° 95, los grandes usuarios del MEM tenían la obligación de adquirir su demanda de electricidad a CAMMESA, sujeto a las condiciones que estableciera la ex SE a tal efecto.

En lo que respecta a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, la Ley N° 27.191 excluyó la aplicación de regulaciones que limiten la celebración de contratos en el mercado a término y, como consecuencia, se dictó la Resolución N° 281, que creó el MATER, el cual continúa plenamente operativo.

El 23 de mayo de 2014, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución N° 529/2014 ("Resolución N° 529") (modificada por la Resolución N° 482/2015 y la Resolución N° 22/2016) emitida por la ex SE, que actualizó los montos de remuneración fijados en la Resolución N° 95.

El esquema de remuneración establecido por la Resolución N° 22/2016 fue derogado por la Resolución SEE N° 19/17, que estableció un esquema de remuneración en dólares estadounidenses.

La Resolución SEE N° 19/2017 fue luego derogada y reemplazada por la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ("Resolución N° 1"), que mantuvo un esquema de remuneración en dólares estadounidenses.

La Resolución N° 1 fue modificada por la Resolución N° 31/2020 de la SE, publicada en el Boletín Oficial el 27 de febrero de 2020 ("Resolución N° 31"), que estableció un esquema de remuneración medido en Pesos, dejando atrás la base de valoración previa en dólares estadounidenses.

Quedan excluidos del alcance de la Resolución N° 31 los generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM con unidades de generación comprometidas bajo acuerdos centralizados para atender la demanda del MEM (Acuerdos de Suministro MEM), cuya producción eléctrica se destina a cumplir con dichos acuerdos.

Posteriormente a la Resolución N° 31, la Secretaría de Energía dictó sucesivas resoluciones que modificaron y actualizaron el marco de remuneración: Resoluciones SE N° 440/2021, 238/2022, 826/2022, 750/2023, 869/2023, 9/2024, 99/2024, 193/2024, 233/2024, 285/2024, 20/2024 (emitida por la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería), 387/2024, 603/2024, 27/2025, 113/2025, 143/2025, 177/2025, 227/2025, 280/2025, 331/2025, 356/2025 y 381/2025.



Finalmente, cabe señalar que, mediante la Resolución N° 59/2023, publicada en el Boletín Oficial el 7 de febrero de 2023, la SE autorizó a los agentes generadores que operan Centrales de Generación Térmica clasificadas como “Ciclos Combinados” en los términos establecidos por la Resolución N° 177/2025, y que no estén involucrados en contratos de suministro de potencia, a celebrar un “Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de Eficiencia” con CAMMESA (en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM). Este acuerdo tiene como objetivo incentivar las inversiones necesarias tanto en el mantenimiento mayor como en el menor del equipamiento.

Generación en Horas Pico

La remuneración por generación en horas pico se aplica a la energía generada cada día, durante las horas pico (de 6 p.m. a 11 p.m.).

El precio de las horas pico será el doble del precio de la energía correspondiente mencionado anteriormente (CostoOYMxComb) en los meses de invierno y verano, y equivalente al precio de la energía (CostoOYMxComb) para el resto de los meses.

Otras tecnologías de generación en el Mercado Spot

La energía generada a partir de recursos no convencionales (solar, eólica, biomasa, biogás) se valorará:

	Energía Operada (Ps./MWh)
Res No. 238/22 (junio)	154
Res No. 826/22 (noviembre)	185
Res No. 826/22 (diciembre)	204
Res No. 826/22 (febrero)	255
Res No. 826/22 (agosto).....	326
Res No. 750/23 (septiembre)	401
Res No. 869/23 (noviembre)	513
Res No. 9/24 (febrero)	892
Res No. 99/24 (junio)	1.115
Res No. 193/24 (agosto)	1.148
Res No. 233/24 (septiembre)	1.205
Res No. 285/24 (octubre)	1.238
Res No. 20/24 (noviembre)	1.312
Res No. 387/24 (diciembre)	1.378
Res No. 603/24 (enero)	1.433
Res No. 27/25 (febrero)	1.490
Res No. 113/25 (marzo)	1.512
Res No. 143/25 (abril)	1.535
Res No. 177/25 (mayo)	1.566
Res No. 227/25 (junio)	1.589
Res No. 280/25 (julio)	1.605
Res No. 331/25 (agosto)	1.611
Res. No. 356/25 (septiembre)	1.619
Res. No. 381/25 (octubre)	1.627

Posteriormente, la Remuneración por Energía No Convencional se calculará mediante la integración horaria en el mes de la energía generada por la central de generación “g” en cada hora “h” (EGengh) por el precio de Energía No Convencional (PENC) en esa hora:

$$REM\ ENC\ (\$/mes) = \sum h.mes (pENC * EGengh)$$



La generación proveniente de unidades que se encuentren en una etapa previa a la habilitación comercial recibirá el 50% de la remuneración correspondiente hasta alcanzar dicha habilitación.

En febrero de 2023, mediante la Resolución N° 59/2023, la Secretaría de Energía autorizó a los generadores con unidades de ciclo combinado a adherir a un acuerdo destinado a incentivar inversiones para actividades de mantenimiento mayor y menor relacionadas con estas instalaciones (el “Acuerdo sobre Disponibilidad de Potencia y Mejora de Eficiencia”). A través del Acuerdo sobre Disponibilidad de Potencia y Mejora de Eficiencia, los generadores térmicos adherentes se comprometen a alcanzar al menos un 85,00% de disponibilidad de potencia promedio mensual a cambio de un nuevo precio de potencia y generación tanto en dólares estadounidenses como en Pesos.

En el caso de la potencia, el precio se fijó en 2.000 U\$S/MW-mes más (i) el 85,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución N° 826/22 (y resoluciones posteriores) en Pesos (durante primavera y otoño) o (ii) el 65,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución N° 826/22 en Pesos (durante verano e invierno). En el caso de la energía, el precio se fijó en 3,5 U\$S/MWh para unidades que utilizan gas y en 6,1 U\$S/MWh para unidades que utilizan combustibles alternativos (es decir, diésel).

En 2024 y 2025, el esquema de remuneración aplicable a los agentes generadores ha sido actualizado por las Resoluciones N° 869/2023, 9/2024, 99/2024, 193/2024, 233/2024, 285/2024, 20/2024, 387/2024, 603/2024, 7/2025, 113/2025, 143/2025, 177/2025, 227/2025, 180/2025 y 331/2025.

Marco Regulatorio de Energías Renovables en Argentina

En los últimos años, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables ha sido incorporada en la agenda del gobierno argentino.

En 1998, se aprobó el Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar mediante la Ley N° 25.019 (con su reglamentación introducida por el Decreto N° 1597/1999), declarando de interés nacional la generación de energía eólica y solar en todo el país, y otorgando diversos beneficios fiscales para los proyectos de generación a partir de dichas fuentes.

Además, con la sanción de la Ley N° 26.190 en diciembre de 2006, modificada y complementada por la Ley N° 27.191, y con la reglamentación introducida por la Ley de Energías Renovables, la generación de energía renovable ha sido considerada de interés público cuando se destina a servicios públicos y a la investigación para el desarrollo tecnológico, así como a la fabricación de equipos con ese fin. La Ley de Energías Renovables estableció un objetivo claro: alcanzar una participación del 20% de fuentes renovables en la matriz eléctrica argentina para el 31 de diciembre de 2025.

Asimismo, la Ley de Energías Renovables estableció un régimen de inversiones para nuevas obras destinadas a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables, el cual tendrá vigencia por 10 años.

Los beneficiarios de este régimen pueden ser personas físicas y/o jurídicas titulares de inversiones y concesiones relacionadas con nueva infraestructura para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, aprobadas por las autoridades competentes y ubicadas en Argentina, cuya producción será despachada al MEM y/o a servicios públicos.

Las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.191 buscan establecer un marco legal para impulsar la inversión en el sector de energías renovables y promover la diversificación de la matriz de generación eléctrica, incrementando el grado de participación de fuentes renovables en el mercado argentino. Para ello, entre otras cuestiones, la ley:

- Establece un objetivo de corto y largo plazo: la generación de electricidad a partir de fuentes renovables deberá alcanzar una participación del 8% en el consumo eléctrico del mercado para el 31 de diciembre de 2017. Este porcentaje debe incrementarse progresivamente hasta alcanzar el 20% para el 31 de diciembre de 2025;
- Aumenta el límite de potencia para las centrales hidroeléctricas incluidas en el régimen de promoción de 30 MW a 50 MW;
- Modifica y amplía el esquema de beneficios fiscales para los proyectos elegibles;
- Crea el FODER, un fideicomiso público administrado por el BICE, que, entre otras funciones, garantiza los pagos de CAMMESA y del Estado Nacional a los proyectos de energías renovables adjudicados bajo el programa RenovAr. El Estado Nacional es el fiduciante, el BICE es el fiduciario. Las funciones principales del FODER son otorgar préstamos, aportes de capital, garantizar el pago mensual de energía adeudado por CAMMESA en su rol de offtaker en los PPA suscritos en el marco del programa RenovAr y, en su caso, pagar el precio de venta de los proyectos adjudicados en dicho contexto;
- Establece obligaciones para grandes usuarios y grandes demandas: los grandes usuarios y grandes demandas que sean clientes de las distribuidoras públicas o de los agentes distribuidores, con demandas iguales o superiores a 300 kW, deben cumplir con metas graduales mediante autogeneración o la celebración de contratos de compra de energía de fuentes renovables. Esta compra de energía puede realizarse directamente al generador, a través de un distribuidor que adquiera la demanda de un generador, un comercializador o directamente de CAMMESA.

La Ley de Energías Renovables define las fuentes renovables como aquellas fuentes de energía no fósiles aptas para un uso sostenible en el corto, mediano y largo plazo, incluyendo energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, energía de corrientes oceánicas, hidroeléctrica de hasta 50 MW de capacidad, biomasa, biogás de rellenos sanitarios, biogás de plantas de tratamiento, biogás y biocombustibles (excepto para los usos previstos en la Ley N° 26.093).

Según lo especificado en la reglamentación, el régimen establecido por la Ley N° 27.191:

- Designa al ex ME&M (actualmente la SE) como autoridad de aplicación de la ley; crea un régimen de promoción aplicable a proyectos en nuevas instalaciones, y en ampliaciones o repotenciaciones de instalaciones existentes, sobre equipos nuevos o usados, siempre que incorporen nuevos activos, obras y otros servicios directamente vinculados al proyecto; y
- Dispone que los objetivos establecidos en la ley serán auditados anualmente a partir del 31 de diciembre de 2018, con una tolerancia del 10% por usuario y por año para el cumplimiento de los objetivos de consumo de energía establecidos en la ley. La diferencia hasta un 10% en cualquier año debe ser compensada en el año siguiente y se aplicará una penalidad al monto que exceda el 10%. Además, si no se cumple con la obligación de compensación, se aplicará una penalidad.

De acuerdo con el Decreto N° 531/16, los proyectos bajo las Resoluciones N° 220/2007, 712/2009 y 108/2011 pueden beneficiarse del régimen de promoción establecido por la Ley de Energías Renovables si (i) no han iniciado la construcción, (ii) han sido seleccionados por la autoridad de aplicación y (iii) el acuerdo ejecutado es rescindido. Si ya han iniciado la construcción, los proyectos pueden beneficiarse del régimen de promoción en la medida en que



acepten realizar las modificaciones necesarias a sus acuerdos ejecutados para adecuarlos a la Ley de Energías Renovables.

En base a lo anterior, el 29 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía dictó la Resolución N° 202-E/2016, mediante la cual, entre otras medidas:

- Derogó las Resoluciones N° SE 712/2009 (excepto una disposición que modifica los Procedimientos) y 108/2011;
- Estableció que los contratos de abastecimiento celebrados bajo las Resoluciones SE N° 712/2009 y 108/2011 cuyas centrales hayan alcanzado la operación comercial a la fecha de publicación de la Resolución N° 202-E/2016 mantendrán los términos y condiciones contractuales acordados (aunque los beneficios fiscales pendientes se modificarán conforme a la nueva normativa establecida en dicha resolución);
- Dispuso los términos y condiciones bajo los cuales los titulares de proyectos renovables con contratos celebrados bajo la Resolución SE N° 712/2009, respecto de los cuales las partes no hayan suscripto las respectivas adendas, podrán acogerse a los beneficios establecidos en la Ley de Energías Renovables y celebrar nuevos contratos bajo dicha ley (siguiendo los términos previstos en la Resolución N° 202-E/2016); y
- Estableció los términos y condiciones bajo los cuales los titulares de proyectos renovables con PPA celebrados bajo la Resolución SE N° 712/2009 o la Resolución SE N° 108/2011 respecto de los cuales (i) se haya producido una causal de rescisión automática y (ii) se hayan realizado desembolsos asociados a las instalaciones de generación en niveles tales que se haya producido el inicio efectivo de las obras conforme al Artículo 9 de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, podrán solicitar su incorporación al régimen establecido por las Leyes de Energías Renovables mediante la celebración de nuevos contratos de abastecimiento conforme a dicha ley (siguiendo los términos previstos en la Resolución N° 202-E/2016).

Beneficios Fiscales bajo la Ley de Energías Renovables

Los principales beneficios fiscales regulados por la Ley de Energías Renovables, junto con el Decreto N° 531/2016 (y sus modificaciones) y las resoluciones del ex ME&M, establecen el Régimen de Promoción de Energías Renovables, que busca fomentar el uso de fuentes de energía renovable para la generación de electricidad, y que básicamente prevé los siguientes beneficios fiscales:

- Reintegro anticipado del IVA y amortización acelerada de bienes en relación al Impuesto a las Ganancias ("IG"), siendo posible acceder simultáneamente a ambos beneficios, con una reducción en el alcance de los mismos dependiendo del momento en que efectivamente se inicie la implementación del proyecto;
- Extensión a 10 años del plazo para la compensación de quebrantos impositivos, los cuales solo podrán ser compensados contra utilidades netas provenientes de la misma actividad promovida;
- Exclusión de los bienes afectados a la actividad promovida de la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, hasta el octavo ejercicio fiscal (inclusive) contado desde el inicio efectivo de la ejecución de las obras del proyecto. Cabe destacar que este impuesto fue derogado para los períodos fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2019, conforme a la Ley N° 27.260;
- Exención de la retención del 10% sobre dividendos o utilidades distribuidas por las sociedades titulares



de proyectos bajo el régimen de promoción, en la medida en que dichos dividendos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura dentro de la Argentina. Cabe señalar que la aplicación de dicha retención fue eliminada por la Ley N° 27.260. Además, la exención no aplicaría respecto de la retención establecida por la Ley N° 27.430 (y sus modificaciones), actualmente sujeta a una retención del 7% sobre el monto de dichos dividendos;

- Certificado fiscal aplicable al pago de IG, IVA, Impuesto a la Ganancia Presunta e Impuestos Internos, por el equivalente a un cierto porcentaje del componente nacional de las instalaciones electromecánicas (excluyendo obra civil), y siempre que el referido componente nacional utilizado en el proyecto alcance un determinado porcentaje. El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros una sola vez. La cesión única del certificado fiscal estará sujeta a la inexistencia de deuda líquida y exigible con la AFIP;
- Posibilidad de negociar libremente y solicitar un ajuste en la tarifa de energía renovable para reflejar costos adicionales incurridos por aumentos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de CABA posteriores a la firma del contrato de suministro de energía renovable. En el caso de contratación con CAMMESA, la solicitud deberá realizarse con la documentación correspondiente que demuestre el incremento de costos. CAMMESA evaluará dicha solicitud. El Título V del Decreto N° 531/2016 detalla qué debe considerarse como “aumento impositivo” y qué queda excluido de dicho concepto.

Quienes deseen participar en el Régimen de Promoción de Energías Renovables deberán renunciar a los beneficios establecidos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes N.º 25.019 y 26.360, mientras que los proyectos beneficiados por tales regímenes solo podrán acceder al Régimen de Promoción de Energías Renovables en la medida en que las obras pactadas en los contratos respectivos no hayan comenzado a la fecha de la presentación.

Contratos PPA con ENARSA (anteriormente conocida como IEASA)

La Resolución N° 712/2009 aprobó el acuerdo marco a celebrarse entre el MEM (representado por CAMMESA) e IEASA—actualmente ENARSA—en relación con el suministro de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables generada bajo los contratos adjudicados conforme a la Licitación ENARSA N.º 1/2009.

Asimismo, la Resolución N.º 712/2009 incorporó el Anexo 39 y reemplazó el Anexo 40 de los Procedimientos. El nuevo Anexo 39 establece los lineamientos para la generación de energía renovable, excluyendo la hidroeléctrica y la eólica. El Anexo 40 establece los lineamientos para la generación de energía eólica.

Respecto de los contratos a adjudicarse, antes de su ejecución, ENARSA debía realizar ciertas gestiones ante el ex SEE para que se aprobara la capacidad de generación disponible a licitar, en virtud de la cual se celebraría cada PPA con CAMMESA.

En base al análisis de las ofertas recibidas, el ex SEE evaluaría la conveniencia de contratar la capacidad disponible y la energía asociada, instruiría a CAMMESA a celebrar un PPA con las partes cuyas ofertas hubieran sido aceptadas, y presentaría el texto específico del contrato a suscribir.

A continuación, se detallan las principales características de los contratos aprobados por la Resolución SE N.º 712/2009:

(1) La energía suministrada debía ser generada por unidades designadas conforme a los requerimientos de despacho de CAMMESA y debía ser adecuada a la capacidad del generador.

(2) Los PPA tenían una vigencia de 15 años desde la fecha de entrada en operación comercial (COD) de las unidades comprometidas, y podían renovarse por un plazo adicional de hasta 18 meses.

(3) Cuando la electricidad era generada a partir de fuentes renovables distintas de biocombustibles (como energía eólica y/o fotovoltaica), no se debían pagos por potencia. En tales casos, la compensación consistía en pagos por la energía entregada, un cargo de gestión y una porción de gastos generales (incluyendo cargos por transmisión, gastos, tasas y otros ítems específicamente predeterminados). El precio de la energía suministrada se mantenía constante durante toda la vigencia de cada contrato específico.

(4) También se estableció un fondo para garantizar hasta el 20% de las obligaciones de pago bajo los contratos de suministro de energía renovable. Este fondo era financiado por CAMMESA mediante un cargo mensual adicional de hasta el 10% de los cargos aplicables por generación y energía asociada.

La Resolución N.º 712/2009 también estableció que, mientras se mantuviera vigente la Resolución SE N.º 406/2003, las obligaciones de pago bajo los Contratos MEM celebrados en el marco del Programa de Energía Renovable gozarían de la prioridad establecida en el artículo 4(e) de dicha resolución. Asimismo, especificó que, en caso de un cambio normativo en el orden de prioridades, las obligaciones de pago bajo estos Contratos MEM mantendrían al menos la misma prioridad que los costos operativos de los generadores térmicos. Es decir, la recuperación de los costos relacionados con los Contratos MEM en el marco del Programa de Energía Renovable tenía al menos la misma prioridad que, por ejemplo, la recuperación del costo del combustible utilizado para la capacidad instalada existente.

Se nos adjudicaron 399,4 MW de un total de 1.015 MW licitados bajo la Licitación N.º 1/2009. Esta capacidad incluye nuestros parques eólicos Rawson I & II y Madryn, todos actualmente operativos, en cumplimiento de la Ley N.º 27.191 y su implementación bajo la Resolución N.º 202 E/2016. Asimismo, bajo la Licitación N.º 1/2009, el parque eólico Trelew fue adjudicado a los entonces accionistas del parque eólico Loma Blanca IV.

Sin embargo, el 29 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía dictó la Resolución N.º 202 - E/2016, derogando la Resolución SE N.º 712/2009.

En relación con ENARSA, el Decreto N.º 286/2025 y la Resolución N.º 1050/2025 del Ministerio de Economía autorizaron el proceso para su privatización total, previendo la venta de su participación accionaria en Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S.A. ("CITELEC"), sociedad controlante de Transener. A tal efecto, se convocó a una licitación pública nacional e internacional para determinar el adquirente del 50% de las acciones de CITELEC actualmente en poder de ENARSA.

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

De acuerdo con la Resolución N° 136-E/2016, el ex ME&M (i) instruyó a CAMMESA a convocar a licitaciones nacionales e internacionales (programa RenovAr (Ronda 1)) para la calificación y eventual adjudicación de ofertas para la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables y (ii) aprobó los pliegos de bases y condiciones de la licitación.

En resumen, los PPA celebrados bajo este proceso tienen las siguientes condiciones:

- Objeto: la venta de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en el MEM.
- Vendedor: es el agente generador, cogenerador o autogenerador del MEM cuyo proyecto fue adjudicado a través de un vehículo de propósito específico.

- Comprador: CAMMESA, en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM (CAMMESA podrá ceder el PPA a agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM, conforme a la normativa que se dicte).
- Plazo del PPA: 20 años a partir de la fecha de entrada en operación comercial.
- Términos del PPA: Tipo y tecnología de energía a suministrar; la energía total comprometida a entregar por año; la capacidad de generación de cada planta y la capacidad instalada total comprometida; la compensación a recibir por el vendedor y a pagar por el comprador por la energía suministrada, basada en el precio cotizado en dólares estadounidenses por megavatio por hora (US\$/MWh) (los pagos se realizarán en pesos al tipo de cambio aplicable); los términos y condiciones de la garantía de cumplimiento a ser provista por el vendedor; el régimen de penalidades contractuales por incumplimiento.
- Prioridad de pago del PPA: el pago del PPA será considerado primero en el orden de prioridad, equivalente a la prioridad de pago bajo los PPA de la Resolución N° 220/2007, prioridad que se mantendrá sin perjuicio de cualquier futuro sistema exclusivo de cobro que se aplique al monto pagado por la demanda para el PPA.
- Garantías FODER: los pagos mensuales de energía bajo el PPA estarán garantizados por FODER, que cuenta con una cuenta de reserva segregada única de 12 meses para respaldar los pagos mensuales de facturas a los generadores. Además, FODER garantiza el pago del precio por la eventual opción de venta del proyecto, que podrá ser ejercida por el vendedor bajo ciertos supuestos.
- Garantía Opcional del Banco Mundial: Garantiza el pago del precio en caso de que el generador ejerza la opción de venta ante la ocurrencia de cualquiera de los eventos previstos en el Acuerdo de Adhesión e Incorporación a FODER. Este acuerdo fue firmado por cada generador adjudicado en el programa RenovAr.
- Opción de Compra: el Acuerdo de Adhesión e Incorporación a FODER prevé que el gobierno argentino tiene derecho a ejercer la opción de compra de la Central de Generación en caso de ciertos incumplimientos por parte del vendedor.

Asimismo, los PPA prevén un cronograma progresivo para el cumplimiento de ciertos hitos del proyecto. En consecuencia, el vendedor deberá alcanzar los siguientes hitos dentro de determinados plazos: (i) fecha de cierre financiero, (ii) fecha de inicio de construcción, (iii) fecha de llegada de equipos y (iv) COD (fecha de operación comercial).

Si el vendedor experimenta demoras superiores a 60 días en alcanzar los hitos (i), (ii) y (iii), deberá incrementar la garantía de cumplimiento bajo el PPA en un monto equivalente al 20% de la garantía de cumplimiento vigente en ese momento.

Si el vendedor se retrasa en alcanzar el COD, el comprador (CAMMESA) tendrá derecho a aplicar una multa por cada día de retraso. Si la operación comercial no ocurre dentro de los 180 días desde la fecha de COD acordada, el comprador podrá rescindir unilateralmente el contrato.

En cuanto a las penalidades, el ex ME&M dictó la Resolución N° 285/2018 ("Resolución N° 285"), publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 15 de junio de 2018. Entre otras cosas, dicha Resolución establece que:



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

- El monto de las multas impuestas por CAMMESA por no alcanzar el COD acordado bajo los PPA celebrados por los adjudicatarios de las Rondas 1, 1.5 y 2 del programa RenovAr será descontado de la suma a recibir por el vendedor sancionado bajo el PPA, a partir del COD efectivo, en 12 cuotas mensuales, iguales y consecutivas.
- Dentro de los 10 días hábiles desde la fecha de publicación de la Resolución N° 285 o desde la notificación de la respectiva multa, según corresponda, el vendedor sancionado bajo el PPA podrá, a su opción y mediante notificación fehaciente a CAMMESA, optar por que el descuento de las multas se realice a partir del COD efectivo, en hasta 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, devengando intereses sobre el saldo pendiente a una tasa efectiva anual del 1,7% en dólares estadounidenses.
- En caso de no alcanzar el COD acordado, luego de considerar cualquier prórroga conforme a la Sección 7.2 del PPA (hasta 180 días desde el COD), el vendedor dispondrá de 180 días adicionales para alcanzar el COD, bajo pena de rescisión del contrato, si: (i) acredita haber alcanzado al menos el 70% de avance del proyecto, en el momento y bajo los términos establecidos por la Subsecretaría de Energías Renovables, (ii) ha incrementado la garantía de cumplimiento bajo el PPA por incumplimiento de los hitos previos a la operación comercial, (iii) incrementa la garantía de cumplimiento del PPA, al menos, 10 días hábiles antes de la fecha de finalización del plazo de 180 días establecido en la mencionada Sección 7.2 del PPA, en un monto igual al 30% de la garantía de cumplimiento original bajo el PPA. Para cumplir con este requisito, el vendedor deberá reemplazar la garantía de cumplimiento vigente bajo el PPA—es decir, incluyendo los montos resultantes de incrementos por incumplimiento de hitos previos—por una nueva garantía, que incluya el monto de la garantía original más un incremento del 30%. La nueva garantía de cumplimiento bajo el PPA tendrá una vigencia no menor a un año.
- Si el COD no se alcanza dentro del plazo adicional de 180 días previsto en la Resolución N° 285, el PPA será rescindido y la garantía de cumplimiento constituida será ejecutada, conforme a los términos de dicha Resolución.

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

- **Prórrogas:** en caso de incumplimiento de la fecha programada de operación comercial, se concederá una prórroga por un plazo adicional de 360 días (anteriormente el plazo era de 180 días) para alcanzar la fecha de operación comercial. Esto podrá solicitarse si el vendedor acredita, entre otras cosas, al menos un 70% de avance en la obra.
- **Multas:** el monto de las multas impuestas por CAMMESA por incumplimiento de la fecha programada de operación comercial y por incumplimiento del suministro de energía comprometida será descontado del monto a pagar al Vendedor en 12 cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

El vendedor podrá optar, dentro de los 10 días hábiles de notificada la sanción, porque el descuento de las multas se realice en hasta 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicando una tasa de interés anual equivalente al 1,7% en dólares estadounidenses sobre el saldo.

- Para aquellos proyectos que hayan optado por pagar las penalidades en 48 cuotas, CAMMESA tendrá derecho, una vez calculada la penalidad correspondiente, a descontar de la remuneración mensual a percibir un monto que no supere el 40% de la remuneración mensual. El saldo restante de la penalidad se



abonará en la primera oportunidad en que el descuento de la penalidad mensual sea inferior al 40% de la remuneración mensual.

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

La multa diaria prevista en los PPA por no alcanzar el COD se aplicará hasta el final del plazo extendido de 180 días previsto en la sección 7.2 del PPA. Luego, durante el plazo adicional de 180 días previsto en la Resolución N° 285 y hasta el COD efectivo, se aplicará una multa diaria por cada MW de potencia contratada, igual a la multa diaria menos el porcentaje de avance de obra debidamente acreditado, conforme a las pautas de la Resolución N° 285.

Posteriormente, la Resolución N° 165/2023 reemplazó el artículo 1 de la Resolución N° 285 (que había sido modificado por la Resolución N° 742/2021), estableciendo un nuevo método de pago de las penalidades a aplicar por incumplimiento del COD y por incumplimiento en el suministro de energía comprometida.

A fin de asegurar el mantenimiento mínimo de la central de generación y respecto de aquellos proyectos que hayan optado por pagar las penalidades en 48 cuotas, CAMMESA está autorizada, una vez calculada la penalidad correspondiente y determinado el monto mensual de las cuotas por todas las penalidades que correspondan al proyecto, a descontar de la remuneración mensual a percibir bajo el contrato un monto—en concepto de penalidad—que no supere el 20% de la remuneración mensual. El saldo restante de la penalidad se abonará en la primera oportunidad, o en oportunidades subsiguientes si corresponde, en que el descuento de la penalidad mensual sea inferior al 20% de la remuneración mensual.

- En caso de que, una vez superado el número de cuotas previstas para el pago de la penalidad, el saldo impago restante se descontará conforme a la metodología prevista en el párrafo anterior hasta completar el pago total de la penalidad correspondiente bajo las mismas condiciones financieras. Si el saldo impago restante excede el plazo del contrato, CAMMESA podrá reestructurarlo según el mecanismo que considere conveniente, o que el descuento de la penalidad mensual aumente del 20% al 40% de la remuneración mensual de la central de generación.

Mediante la Resolución N° 72/2016 (posteriormente modificada por la Resolución N° 414/2019), el ex ME&M estableció el procedimiento para la obtención del certificado de inclusión al Régimen de Promoción previsto en la Ley de Energías Renovables. Este procedimiento será de aplicación a los titulares de proyectos desarrollados bajo contratos individuales o en el marco de la licitación de RenovAr, proyectos de cogeneración o autogeneración.

El 5 de septiembre de 2016 se presentaron 123 ofertas. Mediante la Resolución N° 213/2016 el ME&M adjudicó veintinueve contratos de compraventa de energía renovable distribuidos de la siguiente manera: 12 contratos eólicos por un total de 708 MW con un precio promedio ponderado de U.S.\$59/MWh; cuatro proyectos solares por un total de 400 MW con un precio promedio ponderado de U.S.\$60/MWh; cinco pequeños proyectos hidroeléctricos por un total de 11 MW, todos a un precio de U.S.\$105/MWh; seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 9 MW, con un precio promedio ponderado de U.S.\$105/MWh; y seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 9 MW, con un precio promedio ponderado de U.S.\$154/MWh; y dos proyectos de biomasa, por una capacidad instalada total de aproximadamente 15 MW, ambos a un precio de U.S.\$110/MWh.

Entre ellos, se adjudicaron los parques eólicos Chubut Norte I y Villalonga.

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

155

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

De conformidad con la Resolución N.º 252-E/2016, emitida el 28 de octubre de 2016, o “Resolución N.º 252”, el entonces Ministerio de Energía y Minería (ME&M) convocó a licitación nacional e internacional—programa RenovAr (ronda 1.5)—para la calificación y eventual adjudicación de contratos de compraventa de energía (PPA) para electricidad generada a partir de fuentes renovables. Esta licitación estuvo abierta únicamente para oferentes de tecnologías eólica y solar que hubieran participado en el programa RenovAr (ronda 1), independientemente de si habían sido previamente calificados o no, y que pudieran ofrecer mejores precios de oferta. La Resolución 252 también aprobó los pliegos de licitación, los precios máximos de los PPA y un tope para los beneficios fiscales.

El precio para los proyectos de tecnología solar se limitó a U\$S 59,75/MWh, y los beneficios fiscales se limitaron a U\$S 720.000/MW.

El 11 de noviembre de 2016 se presentaron las ofertas correspondientes a la ronda 1.5. Mediante la Resolución N.º 281-E/2016, el entonces ME&M adjudicó treinta PPA de energías renovables por una capacidad total de 1.281,5 MW, de la siguiente manera: 10 contratos de energía eólica por una capacidad agregada de 765,4 MW, con un precio promedio ponderado de U\$S 53,34/MWh, un precio mínimo de U\$S 46/MWh y un precio máximo de U\$S 59,4/MWh; y 20 contratos de energía solar por una capacidad agregada de 516,2 MW, con un precio promedio ponderado de U\$S 54,94/MWh, un precio mínimo de U\$S 48,00/MWh y un precio máximo de U\$S 59,20/MWh.

En consecuencia, Buenos Aires Energía S.A. obtuvo el derecho a desarrollar el proyecto del parque eólico Necochea. Para más información sobre la sociedad conjunta de Necochea, véase “*Información sobre la Emisora — Nuestros PPAs*”. También se adjudicaron los proyectos Pomona I y los parques solares Uillum.

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

De conformidad con la Resolución N.º 275-E/2017, emitida el 16 de agosto de 2017, el entonces ME&M instruyó a CAMMESA a convocar a licitación nacional e internacional a través del programa RenovAr (ronda 2) para la calificación y eventual adjudicación de contratos de compraventa de energía (PPA) para electricidad generada a partir de fuentes eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás, biogás de rellenos sanitarios y pequeñas centrales hidroeléctricas. En la misma oportunidad, el entonces ME&M también aprobó los pliegos y condiciones de la licitación.

En esta edición de RenovAr, se adjudicó un total de 1.200 MW. Los proyectos elegibles debían ser (i) nuevas centrales de generación; o (ii) ampliaciones o repotenciaciones de centrales existentes; (iii) realizados con equipos nuevos o usados; (iv) y tecnologías probadas. Se permite la presentación de proyectos de cogeneración o autogeneración.

Presentamos once proyectos, incluidos seis de nuestra cartera para generación de energía eólica y biomasa. Mediante la Resolución N.º 473-E/2017, emitida el 29 de noviembre de 2017 por el Ministerio de Energía, se nos adjudicó el derecho a desarrollar nuestros proyectos Chubut Norte III y Chubut Norte IV.

Energías Renovables: Régimen del MATER—Resolución N° 281

Como se explicó anteriormente, en la medida en que la Ley N° 27.191 excluye la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de los límites impuestos a la suscripción de contratos en el mercado a término, el ex ME&M dictó la Resolución N° 281-E/2017 (la “Resolución N° 281”, modificada por la Resolución N° 230/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, las Resoluciones N° 551/2021 y 14/2022 de la Secretaría de Energía, y las Resoluciones N° 370/2022 y 360/2023 del Ministerio de Economía).

La Resolución N° 281 regula el MATER, en el cual los Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores y Comercializadores pueden celebrar contratos de abastecimiento de energía, acordando sus condiciones esenciales

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

dentro de un marco de autonomía y libertad contractual, particularmente en lo que respecta a la duración, prioridades de asignación, precios y demás condiciones contractuales.

En este contexto, se establecieron las condiciones para el cumplimiento de los objetivos de consumo de energía renovable previstos en la Ley N° 27.191 por parte de los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas (clientes de los distribuidores del MEM), siempre que sus demandas de potencia sean iguales o superiores a trescientos kilovatios (300 kW) medios, mediante la contratación individual en el MATER o la autogeneración de fuentes renovables, conforme lo dispuesto en el artículo 9 del Anexo II del Decreto N° 531/2016, y sus modificatorias y complementarias.

Esta Resolución fue el resultado de un proceso de audiencias públicas y buscó promover y fomentar la participación dinámica en el mercado a término, así como el incremento de acuerdos privados entre agentes y participantes del MEM. De este modo, la Resolución N° 281 permitió a los grandes usuarios cumplir con sus cuotas de consumo de energía eléctrica de fuentes renovables mediante: (i) el sistema de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA, (ii) la contratación individual en el MATER con generadores o comercializadores (es decir, contratos de abastecimiento de energía entre empresas privadas) o (iii) el desarrollo de proyectos de autogeneración y cogeneración.

Como principio general, la Resolución N° 281 estableció que las condiciones de los contratos privados de abastecimiento celebrados en el MATER podían ser libremente acordadas por las partes en cuanto a duración, prioridades de asignación, precios y demás condiciones contractuales.

A tal fin, los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables autorizados para abastecer a grandes usuarios ("Proyectos Habilitados") deben cumplir con los siguientes requisitos:

(a) Estar habilitados comercialmente conforme los Procedimientos de CAMMESA, a partir del 1 de enero de 2017;

(b) Estar inscriptos en el Registro de Proyectos de Generación Eléctrica de Fuente Renovable ("RENPER"); y

(c) No ser proyectos comprometidos bajo otro régimen contractual, para la potencia ya contratada.

Asimismo, los agentes generadores, cogeneradores o titulares de autogeneración de los Proyectos Habilitados podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en las Leyes 26.190 y 27.191 conforme lo dispuesto en el artículo 1 de la Resolución N° 72 del 17 de mayo de 2016, como se explicará en las siguientes secciones.

En este contexto, los Proyectos Habilitados están facultados para:

- a. Vender, mediante contratos en el mercado a término, a grandes usuarios o autogeneradores, la energía eléctrica producida o aquella adquirida mediante contratos con otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o distribuidores de recursos de energías renovables, de conformidad con las normas que regulan las transacciones en el MEM.
- b. Adquirir, mediante contratos de mercado a término, de otros generadores, cogeneradores, autogeneradores titulares de proyectos calificados o comercializadores la energía que produzcan o comercialicen, conforme las normas que rigen las transacciones en el MEM.
- c. Vender, mediante contratos de mercado a término, a otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o distribuidores de energía eléctrica de fuentes renovables, la energía eléctrica producida, conforme las normas que rigen las transacciones en el MEM.

- d. Vender a CAMMESA los excedentes de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en los contratos que hayan celebrado, en los términos y con el alcance establecido en el artículo 12, del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificación. Dichos excedentes no podrán superar el diez por ciento (10%) de la generación del Proyecto Habilitado.
- e. Actuar en el mercado spot, vendiendo el excedente de energía generada no comercializada conforme lo dispuesto en los párrafos anteriores, que será valorizado al precio establecido en la Resolución N° 19 del 27 de enero de 2017 o la que la reemplace en el futuro.

Asimismo, en cumplimiento de la capacidad de interconexión de transporte establecida en el artículo 18 de la Ley N.º 27.191, la Resolución N.º 281 dispuso un régimen de prioridad aplicable a los generadores de energía de fuente renovable en los casos de congestión asociada a limitaciones en la capacidad de transporte disponible. En tal sentido, se estableció que la generación de las plantas enumeradas a continuación contará con la misma capacidad de interconexión de transporte y gozará de mayor prioridad de interconexión que aquella generación renovable que opera bajo el régimen de la Resolución N.º 281 pero no haya solicitado prioridad conforme a lo previsto en el artículo 7 de su anexo.

De este modo, las siguientes plantas de generación serán despachadas *pari passu*:

- Centrales hidroeléctricas de pasada y centrales que generen a partir de fuentes renovables que hayan entrado en operación comercial antes del 1 de enero de 2017.
- Centrales que abastezcan su energía en el marco de los PPA celebrados por CAMMESA en los términos establecidos en las Resoluciones SEE N° 712/2009 o N° 108/2011 que entren en operación comercial después del 1 de enero de 2017.
- Centrales que abastezcan su energía en el marco de los PPA celebrados por CAMMESA a través del sistema de compras conjuntas.
- Centrales que abastezcan su energía en cumplimiento de los PPA celebrados por CAMMESA en el marco de lo dispuesto por la Resolución N° 202/2016 del ex ME&M.
- Centrales que operen en el MATER, incluyendo las centrales de autogeneración y cogeneración, que hayan obtenido la asignación de prioridad conforme lo dispuesto en los artículos 6 a 12 del Anexo de dicha resolución.

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

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

Las modificaciones relevantes introducidas por la Resolución N° 360/2023 son las siguientes:

1. Contratos GENREN: Los generadores con PPA establecidos bajo el Decreto 562/2009 (Programa GENREN) están



autorizados a comercializar su producción de energía en el MATER a partir del mes calendario siguiente al vencimiento de sus respectivos PPA.

La comercialización se habilitará una vez que el generador solicite el ingreso al MATER a CAMMESA, cumpla con los requisitos establecidos en la Resolución N° 281/2025 y comience a abonar un arancel de ingreso trimestral de U\$S 500 por MW de potencia habilitada comercialmente durante dos (2) años, manteniendo en todos los casos la capacidad de interconexión de transporte.

2. Nuevas Alternativas para la Asignación de Capacidad de Interconexión de Transporte:

a. Se introduce la posibilidad de solicitar “capacidad de interconexión de transporte asociada a proyectos conjuntos de incremento de demanda con nueva generación renovable” (artículo 6 bis, Anexo I, Resolución N.º 281).

La prioridad podrá asignarse a nuevos proyectos de generación renovable que cuenten con acuerdos con futuras demandas de potencia incremental de gran escala. “Proyectos Asociados con Demanda Incremental y Nueva Generación Renovable” refiere a proyectos donde la demanda incremental de potencia sea igual o superior a 10 MW.

Esta prioridad está dirigida a futuras grandes demandas que busquen asegurar parcial o totalmente su consumo energético proyectado mediante generación renovable y que, por su impacto esperado en la red de transporte, resulten en un aumento de la capacidad de interconexión de transporte asignables más allá de las disponibles al momento de la solicitud.

CAMMESA asignará capacidad de interconexión de transporte únicamente para la capacidad incremental asociada al ingreso de estos proyectos conjuntos, siempre que ello no afecte la capacidad de transmisión ya asignada a otros proyectos de generación existentes o planificados.

b. Se incorpora una nueva categoría: “capacidad de interconexión de transporte para ampliaciones de transporte asociadas a proyectos MATER” (nuevo artículo 6 ter, Anexo I, Resolución N.º 281).

Esta disposición permite que los generadores construyan y financien ampliaciones del sistema de transporte con el fin de vender su energía bajo el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER). De este modo, podrá reservarse capacidad de interconexión de transporte para la capacidad de transmisión incremental destinada a proyectos de generación renovable que ejecuten obras de ampliación por su propia cuenta y costo.

c. Se instruye a CAMMESA a implementar un mecanismo de “capacidad de interconexión de transporte de referencia tipo A” en los corredores donde no exista capacidad de interconexión plena disponible para todas las horas del año.

Este mecanismo permitirá a los generadores obtener capacidad de interconexión de transporte de referencia tipo A, con limitaciones que les permitirán inyectar energía con una probabilidad del 92% respecto de su energía anual característica, bajo las condiciones operativas esperadas de los distintos nodos y corredores del SADI, hasta que se complete la capacidad disponible.

Las condiciones para la asignación y el mantenimiento de la capacidad de interconexión de transporte de referencia tipo A seguirán los mismos mecanismos que los utilizados para la asignación y mantenimiento de la capacidad de interconexión de transporte existente.

Los generadores que, antes de la primera convocatoria para la asignación de capacidad de interconexión de transporte de referencia tipo A, cuenten con potencia comercialmente autorizada superior a su capacidad de interconexión asignada, podrán adherirse a este régimen para obtener prioridad en la asignación hasta cubrir la

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

diferencia.

3. Incumplimiento de los Requisitos de Mantenimiento de la Capacidad de Interconexión de Transporte:

En caso de incumplimiento de los plazos de ingreso o de los pagos requeridos para mantener la capacidad de interconexión de transporte, los titulares de proyectos que hayan solicitado prórrogas no podrán volver a solicitar capacidad de interconexión de transporte durante los cuatro trimestres siguientes.

Asimismo, los proyectos que no hayan obtenido la habilitación comercial para la totalidad de la capacidad asignada en prioridad en el plazo comprometido, incluidas las prórrogas otorgadas, perderán automáticamente la capacidad de interconexión de transporte para la capacidad que constituya la diferencia entre (i) la capacidad asignada en prioridad y (ii) la capacidad habilitada comercialmente, sin derecho a reclamar reembolso alguno por los pagos realizados (nuevo art. 9 bis, Anexo I, Resolución 281/2025).

4. Prórrogas para Obtener la Habilitación Comercial:

El plazo máximo de 24 meses, o el plazo de habilitación comercial declarado si la capacidad de interconexión de transporte fue asignada por sorteo bajo el mecanismo de la Resolución N° 14/2022, podrá ser prorrogado por CAMMESA bajo condiciones específicas (nuevo art. 11, Anexo I, Resolución 281/2025).

5. Destino de los Fondos Recaudados:

Los fondos recaudados por CAMMESA por pagos de los generadores relativos a reservas de capacidad de interconexión de transporte, prórrogas, relocalizaciones e inscripciones en el MATER se destinarán a una Cuenta Segregada para la Expansión del Sistema de Transporte Vinculado a Energías Renovables, administrada por CAMMESA a través del Fideicomiso de Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico ("FOTAE") (nuevo art. 13, Resolución N° 230/2019).

6. Autorización Parcial de Proyectos con Capacidad De Interconexión De Transporte:

Quienes hayan obtenido capacidad de interconexión de transporte y obtengan habilitación comercial parcial para la totalidad de la capacidad asignada en prioridad, abonarán el Arancel de Reserva De Capacidad De Interconexión De Transporte exclusivamente por la capacidad no habilitada comercialmente al inicio del período de obligación de pago correspondiente. A tal fin, la capacidad habilitada comercialmente acumulada deberá ser al menos el 50% de la capacidad asignada en capacidad de interconexión de transporte (art. 20, Disposición N° 1/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables).

7. Instrucciones Adicionales:

i) Se instruye a CAMMESA a publicar un informe anual detallando el estado de los generadores de energía renovable en relación con su capacidad de interconexión de transporte.

ii) Se instruye a CAMMESA a realizar todas las acciones necesarias para alcanzar los objetivos establecidos en la Resolución N° 360/2023.

iii) Se faculta a la SE a dictar las normas complementarias o aclaratorias necesarias para la implementación de la Resolución N° 360/2023.

Más recientemente, conforme a la Resolución N° 311/2025 emitida por la Secretaría de Energía, se han introducido nuevas regulaciones respecto de la capacidad de interconexión de transporte para ampliaciones de transporte

asociadas a proyectos MATER (Resolución N° 281/2025):

- La resolución establece que la reserva de capacidad de interconexión de transporte frente a terceros para ampliaciones de transporte asociadas a Proyectos MATER tendrá una vigencia total de diez años consecutivos a partir de la notificación de la asignación. Dicho plazo total comprende dos componentes. El primer componente corresponderá al período de construcción de la ampliación de transporte asociada al Proyecto MATER y finalizará con la habilitación comercial de la ampliación correspondiente, la cual en ningún caso podrá exceder los 1.825 días consecutivos desde la notificación de la asignación. Si la ampliación de transporte no se habilita comercialmente dentro del plazo máximo del primer componente, la asignación se considerará, en principio, caduca, sin perjuicio de la consideración de circunstancias particulares en cada caso específico. El segundo componente comenzará una vez vencido el primero y se extenderá hasta la finalización del plazo total.
- Dicha resolución también prevé que, con carácter excepcional, cuando el generador renovable demuestre debidamente que la ampliación de transporte asociada al Proyecto MATER resultará en un aumento material de la capacidad de transporte adicional a la requerida para el Proyecto MATER y/o implique beneficios adicionales significativos para el SADI, la autoridad de aplicación podrá eximir al generador renovable del pago requerido para mantener la vigencia de la asignación de prioridad de despacho, a partir del inicio de las obras de ampliación de transporte. A tal efecto, el generador renovable deberá acreditar el inicio de las obras mediante (i) la emisión de la orden de inicio a la entidad encargada de ejecutar las obras de ampliación de transporte, y (ii) desembolsos asociados a dichas obras por un monto no inferior al quince por ciento (15%) de la inversión total, ambos a satisfacción de la autoridad de aplicación.
- Asimismo, se establece que, durante la vigencia del segundo componente del plazo mencionado, los generadores que hayan realizado las obras de transporte tendrán derecho a la prioridad de despacho hasta la nueva capacidad establecida en el punto (d) de la normativa correspondiente. Dicho(s) generador(es) podrán, previa notificación a CAMMESA, ceder total o parcialmente a terceros que sean agentes o participantes del MEM la Prioridad de Despacho asignada a la nueva generación renovable. Los términos y condiciones de dicha cesión serán libremente acordados por las partes.

Promoción de las Energías Renovables - Resolución N° 36/2023

Mediante la Resolución N° 36/2023, la Secretaría de Energía convocó a la licitación del Llamado Abierto Nacional e Internacional “RenMDI” a fin de celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA, que actuará en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM hasta su reasignación a los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el pliego de bases y condiciones aprobado en dicha resolución.

El proceso licitatorio se llevó a cabo a través de dos líneas:

(i) Línea 1: “Generación Renovable para sustituir Generación Forzada”; con una capacidad objetivo de referencia de 500 MW, para tecnologías de biomasa, eólica con almacenamiento, solar fotovoltaica y solar fotovoltaica con almacenamiento.

(ii) Línea 2: “Generación Renovable para diversificar la matriz”; con una potencia objetivo de referencia de 120 MW, para tecnologías de biogás, biogás de relleno sanitario, pequeñas hidroeléctricas y biomasa.

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

- (i) Las centrales de generación habilitadas en el marco del llamado RenMDI se regirán por el marco regulatorio eléctrico (Ley N° 15.336 y Ley de Energía Eléctrica y sus reglamentaciones, particularmente los Procedimientos).
- (ii) Los contratos a celebrarse serán por 15 años a partir del COD (fecha de habilitación comercial), al “Precio de la Oferta Adjudicada” en dólares estadounidenses por MWh.
- (iii) La convocatoria no está alcanzada por las garantías otorgadas por el FODER a los beneficiarios de las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr ni a los proyectos incorporados bajo la Resolución N° 202/16.

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

Proyectos de Parques Solares Junín y Lincoln (RenMDI)

El 18 de julio de 2023, CAMMESA nos adjudicó dos proyectos solares en la Provincia de Buenos Aires, en las ciudades de Lincoln y Junín, de 20 MW cada uno. El precio adjudicado fue de 72,4 US\$/MWh para Lincoln y 71,9 US\$/MWh para Junín. Impulsados por CAMMESA y la Secretaría de Energía, los proyectos RenMDI de la Línea 1 apuntan a reducir la necesidad de generación forzada para disminuir los costos del MEM y aumentar la confiabilidad del SADI.

CAMMESA y nosotros firmamos los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica el 18 de octubre de 2023. Asimismo, los contratos tienen un plazo de 15 años a partir de la habilitación comercial de los proyectos y están denominados en dólares. Por su parte, los proyectos tienen un COD programado máximo de 1095 días corridos desde la fecha de firma del PPA.

Promoción de BESS – Resoluciones N.º 67/2025 y N.º 361/2025

Mediante la Resolución N.º 67/2025, la Secretaría de Energía lanzó la Convocatoria Nacional e Internacional Abierta “AlmaGBA”, destinada a la contratación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) de gran escala en nodos críticos del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA).

El objetivo principal del programa AlmaGBA es impulsar la instalación de sistemas de almacenamiento de energía de gran escala ubicados cerca de los principales centros de consumo, con el fin de aumentar la flexibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico durante los picos de demanda, especialmente en el período estival.

La adjudicación de las ofertas, formalizada mediante la Resolución N.º 361/2025, tuvo lugar el 29 de agosto de 2025, y los contratos se celebrarán directamente con las distribuidoras Edenor y Edesur, actuando CAMMESA como garante de las operaciones. Este esquema forma parte del Plan de Contingencia lanzado por el Gobierno argentino en 2024 para restaurar la infraestructura eléctrica del país y normalizar el mercado, restituyendo a las distribuidoras el rol de agentes contratantes directos para la mejora en la calidad del servicio. La capacidad total adjudicada en la licitación AlmaGBA fue de 667 MW, superando el objetivo inicial de 500 MW.

Proyecto BESS Maschwitz (AlmaGBA)

El 29 de agosto de 2025, CAMMESA nos adjudicó el Proyecto BESS Maschwitz de 40 MW, a ubicarse en Dique Luján, partido de Tigre, Provincia de Buenos Aires. El precio adjudicado fue de US.\$ 12.303/MWh.

El Proyecto BESS Maschwitz fue adjudicado en el marco del programa AlmaGBA, lanzado por la Secretaría de Energía en febrero de 2025 como el primer proceso competitivo de adquisición de almacenamiento en baterías en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). De acuerdo con la Resolución SE N° 67/2025, la Secretaría de Energía autorizó la contratación de hasta 500 MW de capacidad de almacenamiento a gran escala en nodos críticos del Gran Buenos Aires, con el objetivo de fortalecer la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico, especialmente durante los períodos de máxima demanda.

El Proyecto BESS Maschwitz operará bajo un contrato de 15 años con Edenor, respaldado por garantías de pago otorgadas por CAMMESA.

Regulaciones Ambientales

De conformidad con la Ley de Energía Eléctrica, la infraestructura, las instalaciones y la operación de los equipos asociados a la generación, transmisión y distribución de energía deben cumplir con ciertas medidas para proteger las cuencas hidrográficas y los ecosistemas involucrados. Además, deben cumplirse las normas de emisión vigentes o futuras establecidas por la autoridad competente, actualmente la Secretaría de Energía. La Ley de Energía Eléctrica también otorga al ENRE la facultad de proteger los bienes inmuebles, el medio ambiente y la seguridad pública durante la construcción y operación de los sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad.

La Secretaría de Energía y el ENRE han dictado normas de protección ambiental, incluyendo, pero no limitándose a: (a) la Resolución N° 475/87 de la SE, que establece que las empresas del sector energético deben presentar a la SE la evaluación de impacto ambiental de las diferentes alternativas propuestas en los proyectos energéticos y los estudios ambientales realizados en todas las etapas (inventario, prefactibilidad, factibilidad - ejecutiva), así como el programa de monitoreo y seguimiento ambiental durante la vida útil de la obra; (b) la Resolución N° 149/90 de la ex Subsecretaría de Energía de la Nación, modificada por las Resoluciones N° 154/93 de la SE y 108/01 de la ex Secretaría de Energía y Minería de la Nación, que fija los procedimientos para la gestión ambiental de las centrales térmicas convencionales; (c) la Resolución N° 108/01 de la ex Secretaría de Energía y Minería de la Nación, modificada por la Resolución N° 225/2008, que establece los estándares de emisión para las centrales térmicas; y (d) la Resolución N° 558/22 del ENRE, que establece, entre otras cuestiones, la obligación de todos los agentes del MEM de elaborar, implementar y certificar un Sistema de Gestión Ambiental ("SGA") para las instalaciones bajo su responsabilidad, y de presentar e implementar una Planificación Ambiental enmarcada en el SGA certificado, según lo modificado por la Resolución N° 1/2023, que aprueba la "Guía de contenidos, formatos y presentación de los informes previstos en la Resolución N° 558/2023", entre otras normativas.

Sin perjuicio de la normativa ambiental específicamente aplicable al sector energético, nuestras actividades también están sujetas al cumplimiento de la normativa ambiental nacional de carácter general, tales como: a) la Ley N° 24.051 y su Decreto Reglamentario N° 831/93 sobre gestión de residuos peligrosos; b) la Ley N° 25.675 de protección ambiental general que, entre otras cuestiones, establece que toda persona que realice actividades que puedan representar un riesgo para el ambiente (según el Anexo I de la Resolución N° 177/07 de la ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación) debe contratar un seguro de cobertura de daño ambiental de incidencia colectiva para garantizar el pago de la remediación de los potenciales daños derivados de dichas actividades (de acuerdo con el Decreto N° 447/19). También establece que todas aquellas actividades susceptibles de degradar el ambiente o afectar la calidad de vida de la población deben realizar un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, que debe contener una descripción detallada del proyecto de la obra o actividad a realizar, así como la identificación de las consecuencias sobre el ambiente y las acciones previstas para mitigar los efectos negativos; c) la Ley N° 25.688, que establece los presupuestos mínimos ambientales para la preservación del agua, su explotación y uso racional; d) la Ley N° 25.670 sobre presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de bifenilos policlorados (PCB) y su Decreto Reglamentario N° 853/07; y e) la normativa relacionada con instalaciones de almacenamiento de combustibles, como las Resoluciones N° 419/93, N° 404/94, N° 1.102/04 y N° 785/05 (modificadas por la Resolución N° 414/21 y la Resolución N° 452/2023) - de la SE; entre otras normativas.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Dado que parte de nuestras actividades se desarrollan en la Provincia de Buenos Aires, también estamos sujetos al cumplimiento de la normativa ambiental general emitida por organismos provinciales. Estas incluyen, por ejemplo: a) la Ley N° 11.723 y su modificatoria (Ley N° 13.516), que establece el régimen general ambiental de la Provincia de Buenos Aires e incluye la obligación de cumplir con el procedimiento de evaluación de impacto ambiental; b) la Resolución N° 492/19 del ex Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (“OPDS”) - actualmente Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires - que establece el procedimiento de evaluación de impacto ambiental y los requisitos para la obtención de la declaración de impacto ambiental bajo la Ley N° 11.723; c) la Resolución N° 264/19 del OPDS, que regula la prefactibilidad de proyectos de energías renovables; d) la Ley N° 11.459 (modificada por la Ley N° 15.107) y su Decreto Reglamentario N° 531/19 sobre el establecimiento y categorización de industrias dentro de la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires; e) la Ley N° 11.720 y su Decreto Reglamentario N° 806/97 (modificado por el Decreto N° 650/2011) sobre la manipulación, almacenamiento, transporte, tratamiento y disposición final de residuos especiales y la creación del Registro de Generadores y Operadores de Residuos Especiales; f) la Ley N° 14.343 sobre pasivos ambientales, que a su vez prevé la obligación de contratar un seguro ambiental para la ejecución de actividades riesgosas; g) la Ley N° 12.257 (Código de Aguas de la Provincia de Buenos Aires) y su normativa complementaria; h) la Resolución N° 2.222/19 de la Autoridad del Agua, que regula los procesos para la obtención de precalificaciones, habilitaciones y permisos y sus normas complementarias; i) la Ley N° 11.769, y sus modificatorias, y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, que establecen el marco regulatorio del sector eléctrico en la provincia de Buenos Aires; j) el Decreto N° 1.074/18, que reglamenta la Ley N° 5.965 sobre protección de fuentes de provisión y cursos y cuerpos receptores de agua y la atmósfera, que establece que todos los establecimientos generadores de emisiones gaseosas que descarguen a la atmósfera deben obtener la “Licencia de Emisiones Gaseosas a la Atmósfera”, y la Resolución N° 559/19 del ex OPDS que prevé el procedimiento para la obtención, modificación o renovación de dicha Licencia; k) y las Resoluciones N° 231/96 (modificada por las Resoluciones N° 1.126/07 de la ex Secretaría Provincial de Política Ambiental y N° 124/10 del ex OPDS), N° 129/97 y N° 529/98 de la ex Secretaría Provincial de Política Ambiental, que establecen que todos los equipos sometidos a presión deben inscribirse en el registro provincial correspondiente y someterse a pruebas periódicas; entre otras normativas.

En cuanto a nuestras actividades en la Provincia de Chubut, estamos sujetos, por ejemplo, a: a) la Ley XI N° 35 (Código Ambiental Provincial) reglamentada por los Decretos N° 185/09 (modificado por los Decretos N° 1.379/13, 1.003/16 y 998/16), N° 1.005/16 y N° 1.540/16, que, entre otras cuestiones, establecen el deber de obtener la aprobación del estudio de impacto ambiental por la autoridad ambiental competente y la adhesión a la Ley Nacional N° 24.051 sobre residuos peligrosos y regulan las fuentes emisoras de efluentes líquidos y la gestión de permisos de vertido; b) la Ley XVII N° 53 (Código de Aguas Provincial); c) la Ley XVII N° 88 que establece la política provincial de aguas, y sus normas complementarias como, por ejemplo, la Resolución N° 70/15 del Ministerio de Ambiente y Control de Desarrollo Sustentable de Chubut que establece una serie de medidas aplicables a aquellos proyectos que contemplen la captación de agua -superficial o subterránea-; d) la Ley I N° 191 que establece el marco regulatorio del sector eléctrico en la provincia de Chubut; y e) la Resolución N° 37/17 del Ministerio de Ambiente y Control de Desarrollo Sustentable, que establece la metodología específica para el estudio de fauna voladora a ser realizado por los proponentes de proyectos eólicos en el marco del estudio de impacto ambiental; entre otras normativas.

Nuestras actividades en la Provincia de Tucumán están sujetas a la normativa ambiental de dicha jurisdicción. Las normativas que merecen mención son, entre otras: a) la Ley N° 6.253, consolidada y reglamentada por el Decreto N° 2.204/91, que establece las normas generales y la metodología de aplicación para la defensa, conservación y mejoramiento del ambiente y que, entre otras cuestiones, regula el régimen provincial de evaluación de impacto ambiental y la Resolución N° 116/03 (modificada por la Resolución N° 25/04) aprueba el listado de acciones u obras sujetas al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental; b) la Ley N° 6.605 (modificada por la Ley N° 6.943), que adhiere a la Ley Nacional N° 24.051 sobre residuos peligrosos; c) la Ley N° 7.139 y su modificatoria Ley N° 7.140 (Código de Aguas Provincial) y su decreto reglamentario N° 480/03; y d) la Ley N° 7.165 que crea el Registro de Actividades Contaminantes; entre otras normativas.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Nuestras actividades en la Provincia de San Juan están sujetas al cumplimiento de la normativa ambiental de dicha provincia. Entre otras, son aplicables las siguientes normativas: a) la Ley N° 504-L y su Decreto Reglamentario N° 2.067-L, que establecen el procedimiento de evaluación de impacto ambiental; b) la Ley N° 522-L y su Decreto Reglamentario N° 1.211-L, por la cual la provincia adhiere a la Ley Nacional N° 24.051 y crea el Registro Provincial de Generadores, Operadores y Transportistas de Residuos Peligrosos; c) la Ley N° 348-L y su Decreto Reglamentario N° 638/89-L, que establecen medidas para la preservación del suelo, agua y aire, y prevén la obtención de una autorización para el vertido de efluentes líquidos; d) la Ley N° 190-L (Código de Aguas Provincial); y e) la Ley N° 524-A y su Decreto Reglamentario N° 387-A, que establece el marco regulatorio del sector eléctrico en la provincia de San Juan; entre otras normativas.

Asimismo, considerando que también operamos en la Provincia de Río Negro, estamos sujetos al cumplimiento de la normativa ambiental de dicha jurisdicción. Estas incluyen, por ejemplo, las siguientes: a) la Ley M N° 3.266 (modificada por la Ley M N° 3.335/99) y sus Decretos Reglamentarios M N° 1.224/02 y M N° 656/04, que regulan el procedimiento de evaluación de impacto ambiental; b) la Ley M N° 3.250 (modificada por la Ley N° 3.455), que crea el Sistema Provincial de Registro de Generadores, Transportistas y Operadores de Residuos Especiales; c) la Ley Q N° 2.952 (texto ordenado del Código de Aguas provincial); y d) la Ley J N° 2.902 y su Decreto Reglamentario N° 1.291/2009, que establece el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia; entre otras normativas.

Finalmente, dado que desarrollamos parte de nuestras actividades en la Provincia de Mendoza, también estamos sujetos al cumplimiento de la normativa ambiental de dicha jurisdicción. Por ejemplo, merecen mención las siguientes normativas: a) la Ley N° 5.961 (modificada por las Leyes N° 6.686 y 6.866), que regula el procedimiento de evaluación de impacto ambiental y su Decreto Reglamentario N° 2.109/94, que enumera los requisitos para dicha evaluación, categorizaciones de proyectos y estudios según el impacto estimado en el ambiente, entre otras cuestiones; b) la Ley N° 5.917/92, por la cual la provincia adhiere a la Ley Nacional N° 24.051 sobre Residuos Peligrosos y su Decreto Reglamentario N° 2.625/99; c) la Ley N° 430 (Ley General de Aguas); d) la Resolución N° 778/96 del Departamento General de Irrigación ("DGI") que establece la normativa general para el control de la contaminación hídrica y regula vertidos, controles, autorizaciones y permisos; e) la Ley N° 6.497 que regula el marco regulatorio provincial de la energía eléctrica de la provincia (modificada por la Ley N° 9.219); entre otras normativas.



DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

A continuación, se presenta un resumen de ciertos aspectos relativos a la industria energética en la Argentina, con especial énfasis en el sector eléctrico. Esta reseña describe la estructura del mercado en los segmentos de generación, transporte y distribución, el rol de los principales actores, como CAMMESA y los organismos reguladores, y el contexto de la matriz energética nacional y los patrones de demanda. Asimismo, destaca el crecimiento reciente de la generación a partir de fuentes renovables, impulsado por iniciativas tales como los programas RenovAr y el MATER, así como las oportunidades emergentes en áreas que incluyen los sistemas BESS y el hidrógeno verde. Este resumen no tiene por objeto ofrecer una descripción exhaustiva de todos los aspectos del sector energético argentino, por lo que se recomienda a los potenciales inversores consultar las publicaciones oficiales y a sus propios asesores para obtener información adicional.

Reseña del sector eléctrico argentino

El sector eléctrico argentino se estructura en torno a tres segmentos interconectados: generación, transporte y distribución, complementados por un organismo coordinador central, CAMMESA, y un sistema de subsidios y mecanismos de estabilización. Esta estructura procura garantizar que la electricidad generada en distintas regiones del país pueda ser transportada de forma eficiente y entregada de manera confiable a los usuarios finales.

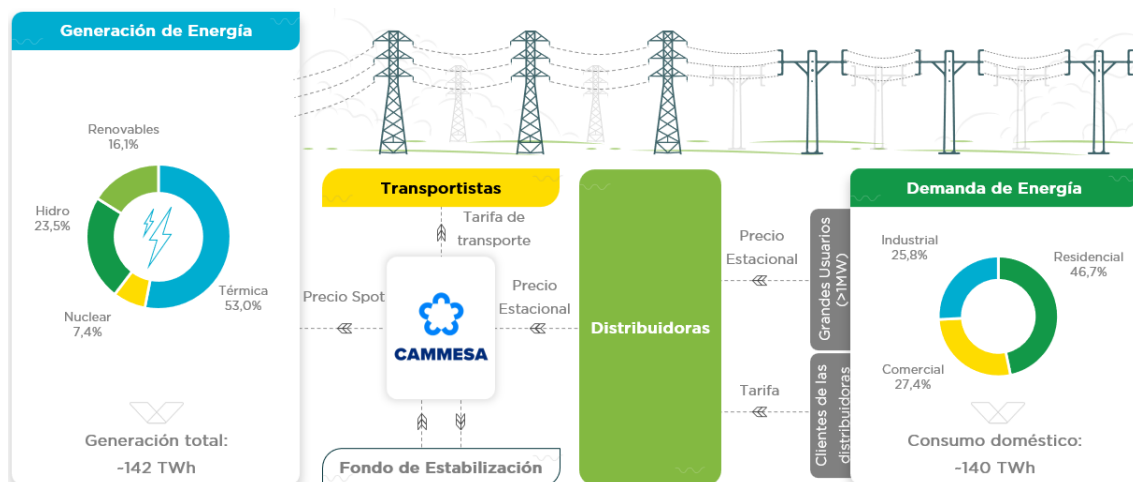
Generación: comprende la producción de energía eléctrica en centrales de generación mediante diversas tecnologías, incluyendo la generación térmica, hidráulica, nuclear y de fuentes renovables;

Transporte: abarca la red de alta tensión que transporta grandes volúmenes de energía eléctrica desde las centrales de generación, por lo general ubicadas lejos de los principales centros de consumo, hacia las redes regionales; y

Distribución: corresponde a la etapa final del suministro, en la cual la electricidad se entrega a los hogares, comercios, industrias y servicios públicos a través de redes de media y baja tensión.

Si bien estas actividades son desarrolladas por distintos tipos de compañías, el sistema funciona como un conjunto integrado bajo la coordinación operativa y financiera de CAMMESA. El Estado nacional desempeña un papel relevante mediante la regulación del sector, la determinación de tarifas y la implementación de subsidios, con el objeto de equilibrar la recuperación de costos por parte de la empresa prestadora del servicio público con la asequibilidad del servicio para los usuarios.

El gráfico a continuación presenta la estructura del sector eléctrico argentino:



Fuente: CAMMESA

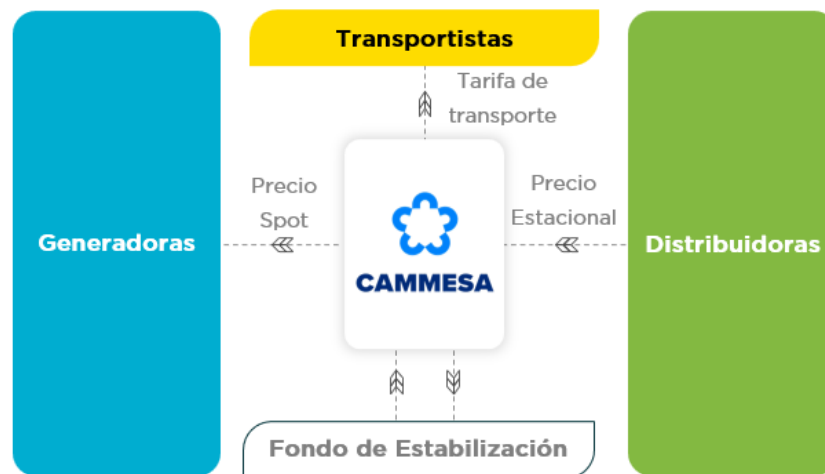
Período de doce meses al mes de diciembre de 2024

Estructura del mercado

Las operaciones entre los distintos participantes del sector eléctrico argentino se canalizan a través del MEM, un sistema centralizado administrado por CAMMESA, que coordina el despacho físico de la energía eléctrica en toda la red nacional y gestiona los flujos financieros entre los generadores, las transportistas, las distribuidoras y los usuarios finales. El MEM opera bajo tres mecanismos de formación de precios complementarios: (i) un mercado a término, en el cual las cantidades, precios y condiciones contractuales son acordados directamente entre vendedores y compradores; (ii) un mercado spot, donde los precios se determinan por hora en función del costo económico de producción; y (iii) un sistema de estabilización de los precios spot (denominado precio estacional), definido semestralmente y diseñado para mitigar la volatilidad de los precios del mercado spot en las compras de energía que realizan las empresas distribuidoras.

Debido a esta estructura por capas, los generadores, operadores de red y consumidores se encuentran vinculados no solo por el flujo de electricidad, sino también por una red compleja de transferencias financieras, cuyo objetivo es equilibrar la recuperación de costos con la asequibilidad del servicio.

El gráfico que se presenta a continuación ilustra estos flujos y ofrece una visión simplificada del funcionamiento del sistema. En él se muestra la transmisión de la energía eléctrica desde los generadores hacia las distribuidoras y, finalmente, hacia los usuarios finales y grandes usuarios, junto con las liquidaciones financieras correspondientes, administradas por CAMMESA. Al representar tanto los flujos físicos de energía como los flujos de pagos, el gráfico resalta el papel central de CAMMESA en la estabilización del mercado y la importancia del Fondo de Estabilización como mecanismo para cubrir el desfase estructural entre los costos de generación y las tarifas al usuario final.



Generación de energía eléctrica

Argentina genera más de 142 TWh anuales, a partir de una combinación diversificada de tecnologías:

Térmica (~53%) – El gas natural constituye el eje central de la generación eléctrica en Argentina, reflejando la abundancia de reservas internas, especialmente en la cuenca de Vaca Muerta. La capacidad complementaria a base de petróleo y carbón brinda flexibilidad durante los picos de demanda o los déficits estacionales. Las centrales térmicas suministran la mayor parte de la carga base y son esenciales para equilibrar la intermitencia de las energías renovables;

Hidráulica (~24%) – Las grandes centrales hidroeléctricas, concentradas en las regiones de Comahue, Noreste y Litoral, aportan una participación significativa en la generación eléctrica. La generación hidroeléctrica cumple un papel de equilibrio, suavizando las fluctuaciones estacionales, aunque su producción varía en función de las condiciones hidrológicas;

Nuclear (~7%) – Argentina opera tres centrales nucleares (Atucha I, Atucha II y Embalse), que contribuyen a la seguridad energética, reducen la dependencia ocasional de combustibles importados y diversifican la matriz de generación; y

Renovable (~16%) – La energía eólica y solar se ha expandido de manera significativa durante la última década, impulsada por la adopción de marcos de políticas públicas como las licitaciones del programa RenovAr, los programas de contratos corporativos de abastecimiento de energía (PPA) bajo el MATER, y los mecanismos de asignación de prioridad de despacho. El perfil geográfico de Argentina, con fuertes corredores eólicos en la Patagonia y alta irradiación solar en el noroeste, ofrece excelentes condiciones naturales para un mayor crecimiento.

La matriz de generación demuestra tanto la dependencia de los hidrocarburos como una transición en curso hacia fuentes de energía más limpias, en consonancia con los objetivos más amplios de descarbonización del país.

Evolución de la generación eléctrica en Argentina

En 2024, la generación eléctrica en Argentina aumentó 737 GWh, o 1% respecto de 2023, alcanzando 142.138 GWh al mes de diciembre de 2024. Este crecimiento se debió a un incremento de 2.791 GWh en fuentes renovables, un

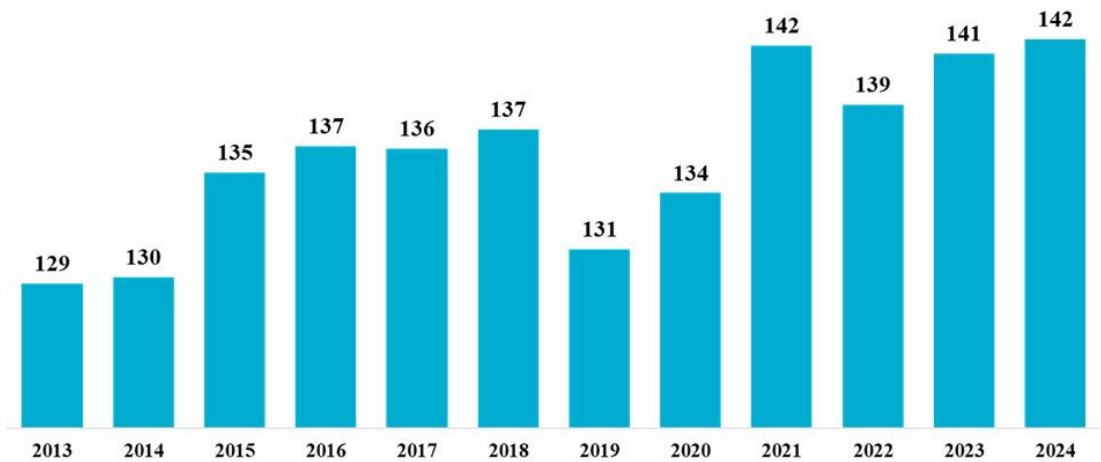
incremento de 2.368 GWh en generación térmica, y un incremento de 1.486 GWh en disponibilidad nuclear. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución de 5.908 GWh (15%) en la generación hidroeléctrica neta de bombeo.

La red continuó dependiendo en gran medida de la generación térmica, que representó el 50% de la producción total (75.388 GWh), con fuentes que incluyen gas natural, combustibles líquidos (como gasoil y fueloil) y carbón. La energía hidroeléctrica neta de bombeo representó el 24% (33.424 GWh), seguida por la energía renovable, con un 16% (22.877 GWh), y la energía nuclear, con un 7% (10.449 GWh).

Por tercer año consecutivo, el SADI se mantuvo como importador neto de electricidad. Sin embargo, en 2024 el nivel de importaciones disminuyó un 25%, totalizando 4.654 GWh, mientras que las exportaciones aumentaron en 970 GWh. Las pérdidas en la red también se redujeron un 14%, alcanzando 5.049 GWh.

El gráfico a continuación muestra la evolución de la generación eléctrica en Argentina durante los años indicados (sin considerar importaciones):

Evolución de la generación de electricidad en Argentina (TWh)

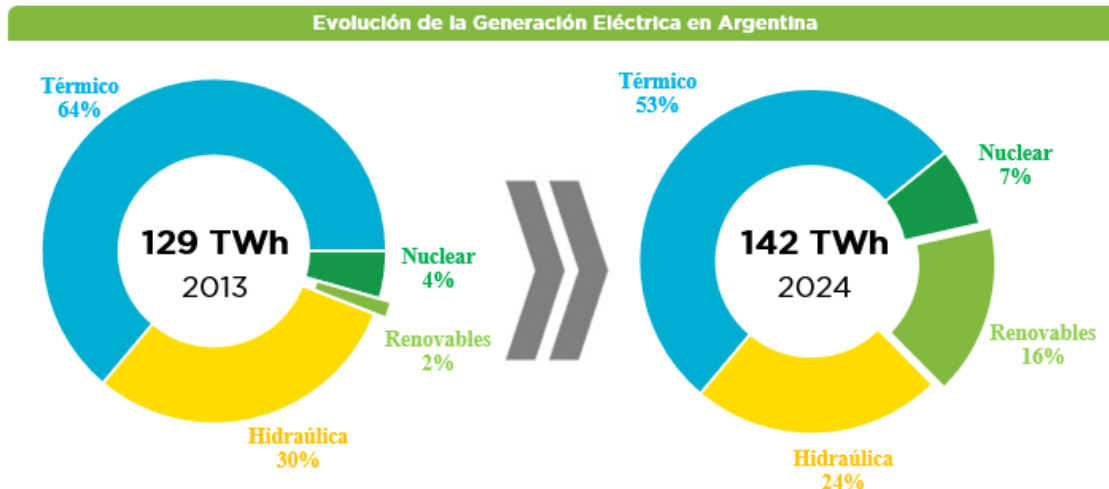


Fuente: CAMMESA

La generación eléctrica en Argentina ha evolucionado considerablemente durante la última década, como se muestra en el gráfico a continuación, aumentando de 129 TWh en 2013 a 142 TWh en 2024, lo que refleja una clara transformación en la matriz energética del país. La generación térmica continúa representando la mayor proporción, aunque disminuyó del 64% al 53% en el mismo período, lo que indica una menor dependencia de los combustibles fósiles. La energía hidroeléctrica también se redujo, pasando del 30% al 24% en el mismo período, mientras que la energía nuclear fortaleció su participación, aumentando del 4% al 7% en el mismo período. El cambio más notable provino de las energías renovables, que aumentaron drásticamente del 2% al 16% en el mismo período, impulsadas por programas como RenovAr, MATER y RenMDI, que han acelerado la transición del país hacia fuentes de energía más limpias.

El gráfico a continuación muestra la evolución de la generación eléctrica en Argentina durante los años indicados

(sin considerar importaciones):



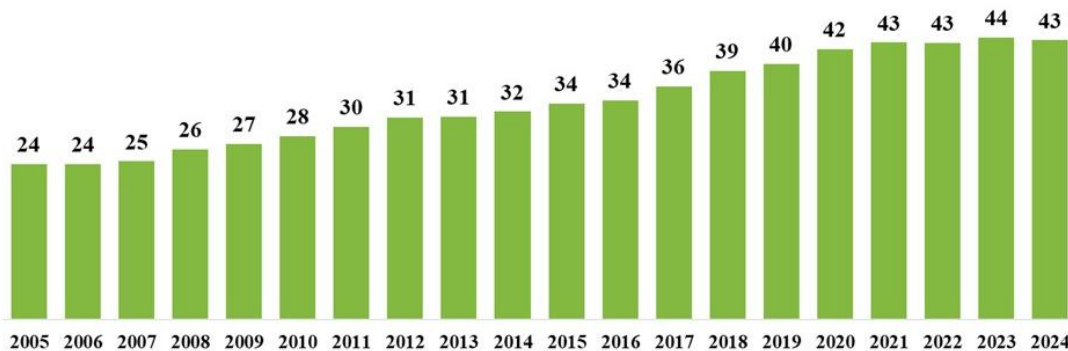
Fuente: CAMMESA

Capacidad instalada por tecnología

La capacidad instalada de generación eléctrica en Argentina disminuyó 423 MW, o un 1%, en 2024 en comparación con 2023, alcanzando un total de 43.351 MW al mes de diciembre de 2024. Esta reducción se debió principalmente a la menor disponibilidad en firme de la Central Hidroeléctrica Yacyretá (una disminución de 1.195 MW en el mismo período) y el retiro de unidades obsoletas (una disminución de 1.041 MW durante el mismo período). Dicha disminución fue parcialmente compensada por la incorporación de 921 MW provenientes de fuentes renovables y 889 MW de generación térmica.

El gráfico a continuación muestra la evolución de la capacidad instalada en Argentina durante los años indicados (en GW):

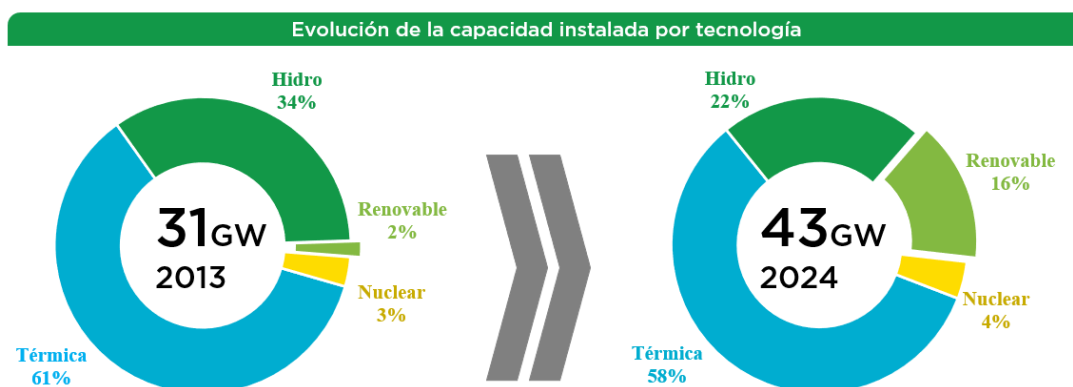
Capacidad instalada (GW)



Fuente: CAMMESA

En 2014, la energía renovable representaba solo el 2% de la capacidad instalada de generación en Argentina, constituyendo un aporte marginal dentro de la matriz energética nacional. Sin embargo, durante la última década, el sector experimentó una expansión significativa, alcanzando el 16% de la capacidad total en 2024. Esta evolución refleja un cambio estructural en la matriz energética argentina, en la que las fuentes renovables han pasado a ocupar un rol estratégicamente relevante como fuente de generación eléctrica, junto con las fuentes térmicas, hidroeléctricas y nucleares.

El gráfico a continuación muestra la evolución de la capacidad instalada por tecnología en Argentina durante los años indicados:



Fuente: CAMMESA

Capacidad instalada por región

En términos regionales, la capacidad de generación eléctrica de la Argentina presenta una diversificación geográfica, aunque sigue concentrándose en algunas regiones clave. Al año 2024, la capacidad instalada total del país ascendía a 43,4 GW, distribuida de la siguiente manera:

Provincia de Buenos Aires (20,4%) – Es el principal aportante al sistema eléctrico nacional, con 8.862 MW de capacidad instalada, lo que pone de relieve el rol estratégico de la provincia como principal centro industrial y

demográfico del país;

Gran Buenos Aires (18,2%) – Con 7.907 MW de capacidad instalada, el área metropolitana complementa a la provincia de Buenos Aires y, en conjunto, representan casi el 40% de la capacidad nacional, reflejando la alta concentración de la demanda en la región más poblada del país;

Región del Comahue (16,4%) – Liderada por Neuquén (15,2%), la región del Comahue cuenta con 7.089 MW de capacidad instalada y constituye una zona generadora de energía crítica, beneficiada por la abundancia de recursos hidroeléctricos y de generación térmica vinculada al yacimiento de Vaca Muerta;

Noroeste (10,4%) – Integrado por provincias como Tucumán (4,2%), Salta (3,3%), La Rioja (1,2%), Jujuy (1,0%), Catamarca (0,3%) y Santiago del Estero (0,3%), con un total de 4.490 MW de capacidad instalada, esta región se beneficia de una base energética diversificada, con generación térmica, hidroeléctrica y solar en expansión, especialmente en Jujuy, lo que refuerza su relevancia estratégica de largo plazo;

Litoral (9,5%) – En la región del Litoral, Santa Fe (7,3%) aporta 3.157 MW de capacidad instalada, con el respaldo de proyectos térmicos y renovables, destacando su papel como polo energético en expansión en el centro del país, mientras que Entre Ríos (2,3%) aporta una capacidad instalada de 977 MW;

Central (8,3%) – Como parte de la región central, Córdoba suma 3.394 MW de capacidad instalada, constituyéndose en otro actor relevante dentro de la matriz nacional, mientras que San Luis (0,5%) aporta una capacidad instalada de 213 MW;

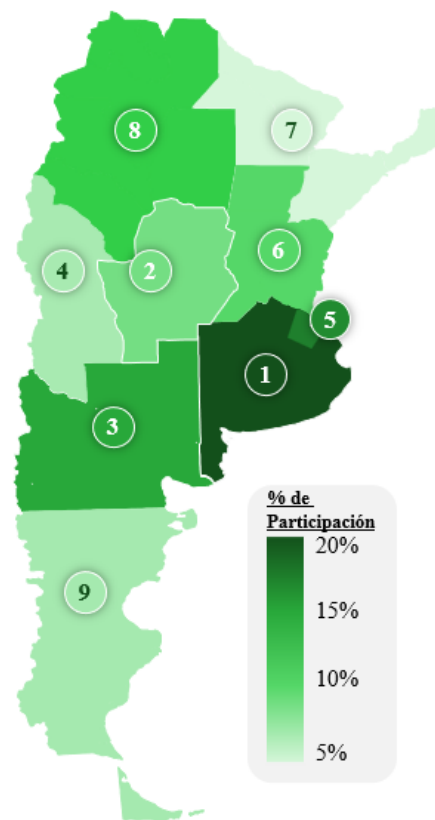
Patagonia (6,6%) – Con aportes de Chubut (5,6%) y Santa Cruz (1,0%), la región patagónica, con 2.850 MW de capacidad instalada, se ha consolidado como un polo de generación a partir de fuentes renovables de relevancia, particularmente en generación eólica, posicionándose como una zona de creciente importancia estratégica;

Cuyo (5,5%) – Integrada por Mendoza (3,5%) y San Juan (2,0%), la región de Cuyo, con 2.377 MW de capacidad instalada, desempeña un papel central en la generación solar, gracias a sus altos niveles de irradiancia, además de contribuir con generación hidroeléctrica y otras fuentes térmicas; y

Noreste (4,7%) – Con aportes de Corrientes (3,8%), Chaco (0,7%), Formosa (0,1%) y Misiones (0,1%), y una capacidad instalada total de 2.034 MW, la región del noreste combina generación hidroeléctrica y térmica. Aunque su participación es menor respecto de otras regiones, cumple un papel relevante en el abastecimiento local y en el equilibrio del suministro regional.

El gráfico a continuación muestra la capacidad instalada en 2024 de las principales regiones generadoras de la Argentina descriptas anteriormente:

Capacidad Instalada por Región (MW)				
Región		Provincia	Capacidad Instalada 2024 (MW)	% de Participación
1	Buenos Aires	Buenos Aires	8.862	20,4%
2	Centro	Cordoba	3.394	7,8%
		San Luis	213	0,5%
3	Comahue	La Pampa	151	0,3%
		Neuquen	6.581	15,2%
		Rio Negro	357	0,8%
4	Cuyo	Mendoza	1.515	3,5%
5	GBA	San Juan	862	2,0%
		Buenos Aires	7.907	18,2%
6	Litoral	Entre Rios	977	2,3%
		Santa Fe	3.157	7,3%
7	Noreste	Chaco	285	0,7%
		Corrientes	1.656	3,8%
		Formosa	60	0,1%
		Misiones	33	0,1%
		Catamarca	142	0,3%
8	Noroeste	Jujuy	444	1,0%
		La Rioja	504	1,2%
		Salta	1.440	3,3%
		Sgo. Del Estero	151	0,3%
		Tucuman	1.809	4,2%
9	Patagonia	Chubut	2.409	5,6%
		Santa Cruz	441	1,0%
Total			43.350	



Fuente: CAMMESA

Abastecimiento de combustibles en Argentina

En 2024, las centrales de generación eléctrica consumieron un promedio de 45,5 millones de m³/día de gas equivalente, lo que representó un incremento del 1% respecto del año 2023. El gas natural continuó siendo el combustible predominante, con una participación del 92% de la demanda total. Su uso aumentó un 9%, alcanzando 41,7 millones de m³/día en 2024, de los cuales el 93% tuvo origen local y el 7% fue importado. En contrapartida, los combustibles alternativos registraron fuertes caídas, con una reducción del 65% en el consumo de fuel oil, del 27% en gasoil y del 52% en carbón.

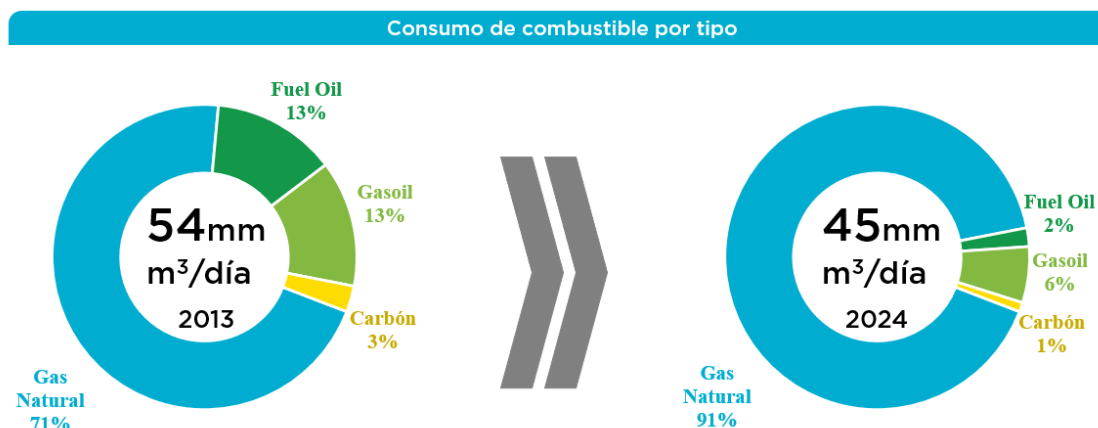
El marco regulatorio aplicable al abastecimiento de combustibles también ha experimentado cambios. Desde fines de 2019, CAMMESA asumió la responsabilidad centralizada de la gestión comercial y el suministro de combustibles a las centrales eléctricas, con excepción de los generadores bajo contratos de abastecimiento en el marco del programa Energía Plus y los comprendidos en la Resolución SEE N° 287/17 (Resolución MDP N° 12/19). Con la implementación del Plan Gas, a partir de enero de 2021 (Resolución SE N° 354/20), los generadores exceptuados transfirieron a CAMMESA la compra y el transporte del gas natural, estableciéndose prioridades de despacho, primero para el gas boliviano bajo contratos *take-or-pay*, luego para las unidades del Plan Gas según su eficiencia, y finalmente para aquellas que asignaban su gas a CAMMESA.

Más recientemente, el 28 de enero de 2025, la Secretaría de Energía derogó la Resolución SE N° 354/20, con efectos

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

a partir del 1º de febrero de 2025. El nuevo marco regulatorio (Resolución SE Nº 21/25), vigente desde el 1º de marzo de 2025, autoriza nuevamente a los generadores a gestionar su propio abastecimiento de combustibles para las operaciones en el mercado spot.

El gráfico a continuación muestra la evolución del consumo de combustibles por tipo para los años indicados:



Fuente: CAMMESA

Transporte

La electricidad se transmite a través del SADI, una red nacional de alta tensión que conecta los principales centros de generación con los centros de consumo, particularmente con el Gran Buenos Aires.

Las empresas transportadoras son propietarias y operan esta red, y perciben ingresos mediante tarifas de transporte reguladas aplicables a las empresas de servicios públicos;

CAMMESA supervisa la operación del sistema, asegurando que los flujos de electricidad se despachen de manera económica, respetando al mismo tiempo restricciones técnicas como la congestión de líneas y los requisitos de estabilidad del sistema;

Las líneas “troncales” de 500 kV forman la columna vertebral de la red, permitiendo flujos de larga distancia desde las centrales hidroeléctricas y térmicas ubicadas en el interior hacia los centros de demanda en la costa.

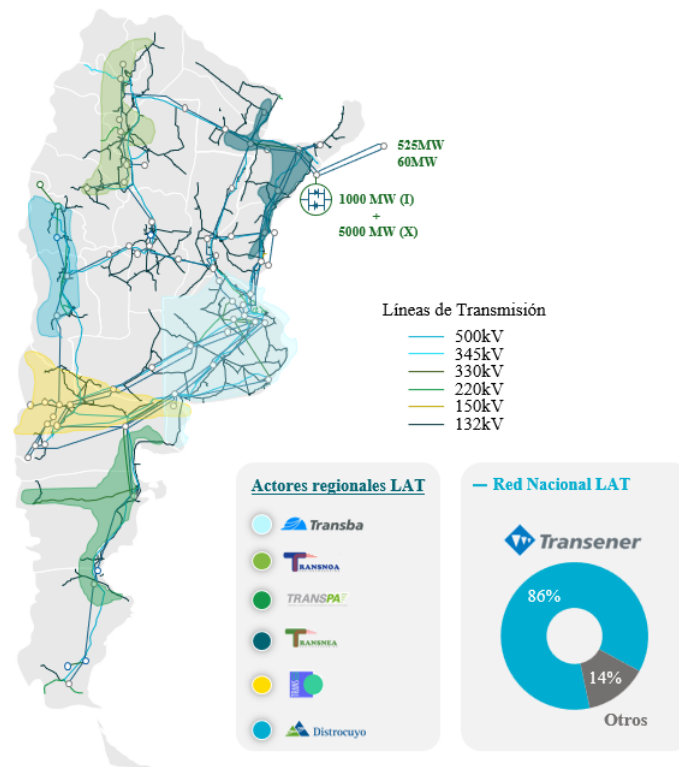
El transporte es un monopolio natural y requiere inversión continua para ampliar la capacidad y reducir los cuellos de botella. En los últimos años se han desarrollado proyectos incrementales destinados a incorporar nueva capacidad renovable, particularmente en la región de la Patagonia y Cuyo.

Además, el sistema de transporte de Argentina se basa en una red de Líneas de Transmisión de Alta Tensión (LAT) operada por Transener, que interconecta los principales centros de generación eléctrica del país con los mayores centros de consumo. Este sistema troncal permite la transferencia de electricidad entre diferentes regiones del país, asegurando la confiabilidad del sistema y la flexibilidad operativa. Complementando la red troncal nacional, las redes

troncales regionales distribuyen electricidad dentro de áreas específicas, reforzando la seguridad del abastecimiento a nivel local y apoyando la integración de nuevos proyectos de generación, especialmente aquellos provenientes de fuentes renovables.

Esta estructura refleja un sistema geográficamente interconectado que equilibra la generación y la demanda entre las provincias,

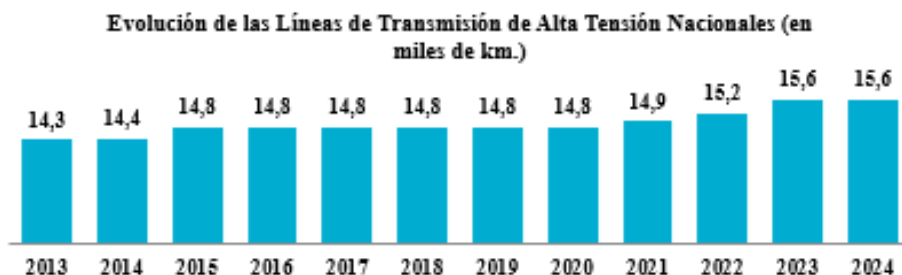
El siguiente gráfico muestra tanto las redes nacionales como regionales de LAT:



Fuente: Secretaría de Energía

La red de transmisión de alta tensión de Argentina se ha expandido considerablemente desde 2005, en gran parte gracias a la implementación del plan federal de transmisión de 500 kV. Esta iniciativa permitió tanto un aumento en la capacidad de transformación como la extensión de las líneas de alta tensión, asegurando que la infraestructura acompañara el crecimiento sostenido de la demanda máxima observado desde 1992 hasta 2023. Como resultado, el SADI ha fortalecido su estabilidad operativa y ha mejorado su capacidad para satisfacer las necesidades energéticas del país.

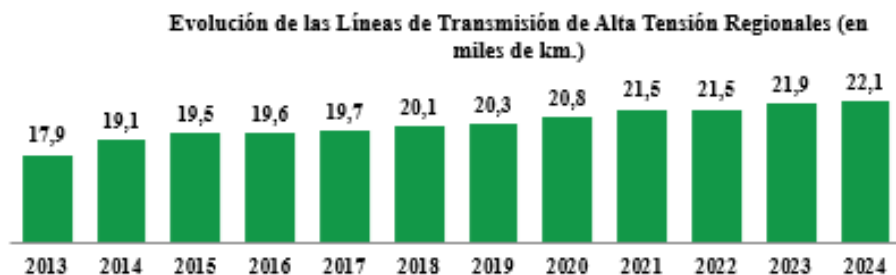
El siguiente gráfico muestra la evolución de las LAT en Argentina durante los años indicados:



Fuente: CAMMESA

Las LAT regionales en Argentina se han expandido de manera constante durante la última década, pasando de 17.893 km en 2013 a 22.084 km en 2024. Este crecimiento refleja la inversión sostenida del país en infraestructura de transmisión, que ha sido fundamental para fortalecer las interconexiones regionales, mejorar la confiabilidad del sistema y permitir la integración de generación renovable. Al expandir la red de LAT, Argentina ha potenciado el vínculo entre los centros de generación y consumo, asegurando una mayor eficiencia y estabilidad para satisfacer la creciente demanda eléctrica del país.

El gráfico a continuación muestra la evolución de las LAT regionales en Argentina durante los años indicados:



Fuente: CAMMESA

Distribución

Las empresas distribuidoras son el vínculo directo con los usuarios finales. Compran la electricidad a precios mayoristas a CAMMESA y la entregan a clientes residenciales, comerciales, industriales y del sector público a través de redes de media y baja tensión:

Las tarifas cobradas a los usuarios finales combinan los costos mayoristas de la energía, los cargos de transporte y el valor agregado de distribución;

Los subsidios del Estado desempeñan un papel importante para cubrir la brecha entre el costo económico del suministro y las tarifas efectivamente pagadas por los hogares, especialmente en los sectores residencial y público; y

La calidad del servicio se supervisa mediante estándares regulatorios, que contemplan sanciones por interrupciones excesivas o por pérdidas técnicas y comerciales elevadas.

Las concesiones de distribución se otorgan generalmente en base geográfica, con grandes operadores que prestan servicio en Buenos Aires (Edenor, Edesur) y una combinación de empresas de servicios públicos provinciales y cooperativas que operan en el resto del país.

CAMMESA y el Fondo de Estabilización

En su carácter de administrador del mercado, CAMMESA actúa como la cámara compensadora central del sector eléctrico argentino:

Realiza el despacho económico, determinando qué centrales operan en cada momento en función de los costos variables, la disponibilidad de combustibles y las condiciones del sistema;

Administra el proceso de liquidación financiera, recaudando los pagos de las distribuidoras y distribuyendo los ingresos entre los generadores y transportistas; y

Supervisa la incorporación de nueva capacidad renovable, otorgando prioridad de despacho conforme a los marcos regulatorios vigentes.

Para amortiguar el impacto de los shocks de precios y preservar la estabilidad tarifaria, el Gobierno recurre a un Fondo de Estabilización que cubre la diferencia entre los costos reales de generación y las tarifas aplicadas a los consumidores. Si bien este mecanismo mejora la asequibilidad del servicio, también implica una carga fiscal significativa, ya que los subsidios suelen superar varios puntos porcentuales del PBI.

Demanda de electricidad

En 2024, la demanda total de electricidad alcanzó los 140 TWh, lo que representa una leve disminución del 0,5% respecto del año anterior. El consumo residencial, que se encuentra estrechamente vinculado a las variaciones de temperatura, registró un ligero aumento del 0,4%, con un crecimiento pronunciado durante los meses de invierno, cuando promedió un incremento del 10% mensual.

Por el contrario, la demanda industrial disminuyó un 1,3% en 2024 en comparación con el año anterior. Esta caída se debió principalmente a una fuerte contracción del 3,7% en el primer semestre, seguida de una recuperación parcial en la segunda mitad del año, cuando la demanda aumentó un 1,2%, especialmente en actividades vinculadas al sector servicios.

A continuación, se detalla la composición de la demanda eléctrica en Argentina durante 2024:

Residencial (aproximadamente 47%): incluye los hogares, el alumbrado público y otros servicios públicos; representa el grupo de consumo más importante y está fuertemente afectado por las estructuras tarifarias y los programas de subsidios;

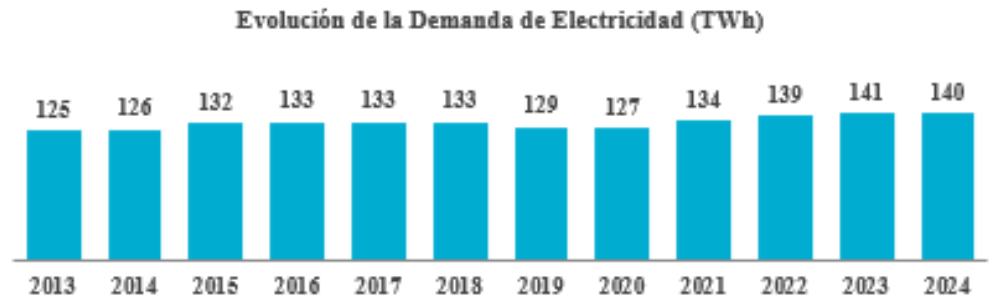
Comercial (aproximadamente 27%): comprende establecimientos comerciales, oficinas, pequeñas industrias y prestadores de servicios, con patrones de demanda asociados a la actividad empresarial y a los ciclos económicos locales; y

Grandes demandas (aproximadamente 26%): corresponde a usuarios de alto consumo energético (industriales y grandes usuarios comerciales), como plantas industriales de los sectores siderúrgico, petroquímico y minero,

abastecidos ya sea a través de redes de distribución o mediante conexión directa a la red de alta tensión.

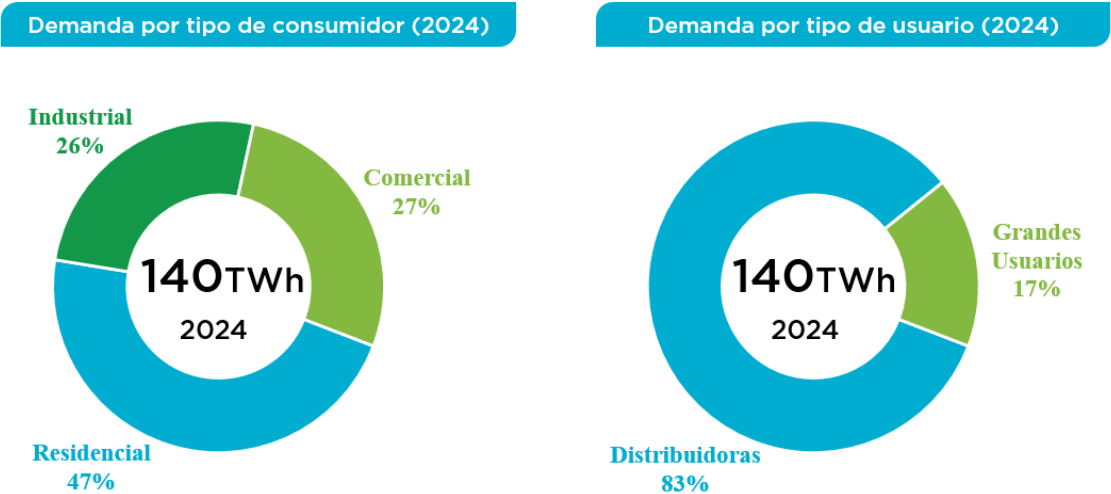
Como se indicó anteriormente, la demanda eléctrica disminuyó un 0,5% en 2024 respecto de 2023, impulsada principalmente por una reducción del 1,2% en la demanda comercial y del 1,3% en la demanda industrial, compensada parcialmente por un incremento del 0,4% en la demanda residencial. La demanda también continúa concentrada geográficamente, con las regiones del Gran Buenos Aires, Buenos Aires y el Litoral representando en conjunto aproximadamente el 60,4% de la demanda nacional en 2024.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda eléctrica para los años indicados:



Fuente: CAMMESA

El siguiente gráfico muestra un desglose de la demanda de electricidad, por tipo de cliente y por tipo de usuario para los años indicados:



Fuente: CAMMESA

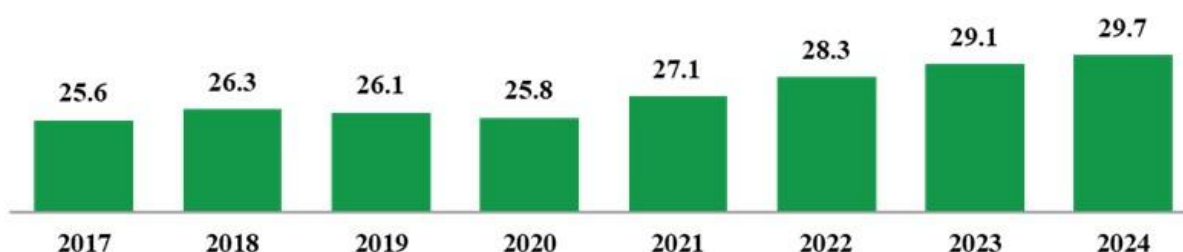
La demanda de electricidad en Argentina presenta un patrón estacional claramente definido, con picos de consumo durante los meses de invierno debido a las necesidades de calefacción y en verano como resultado del uso de equipos de aire acondicionado. Esta variabilidad resalta la importancia de mantener una generación térmica flexible y una matriz de abastecimiento diversificada que garantice la confiabilidad del sistema. Los efectos estacionales son

particularmente notorios entre los usuarios residenciales y los pequeños comercios, cuya demanda es altamente sensible a las variaciones de temperatura y de horas de luz, lo que se traduce en un mayor uso de iluminación, calefacción y refrigeración. En cambio, la demanda industrial se ve menos afectada por la estacionalidad, ya que los ciclos de producción difieren entre sectores y están más influenciados por las condiciones macroeconómicas.

En términos de desempeño del sistema, Argentina registró una demanda pico de potencia de 29,7 GW en 2024, en línea con la tendencia ascendente de cargas máximas observada durante la última década. Este comportamiento refleja la capacidad del sistema para absorber el aumento del consumo en los períodos críticos, al tiempo que refuerza la necesidad de continuar invirtiendo en infraestructura de generación y transporte para mantener la confiabilidad bajo condiciones de máxima demanda.

El gráfico a continuación muestra la evolución de la demanda pico para los años indicados:

Evolución de la Demanda Pico (GW)



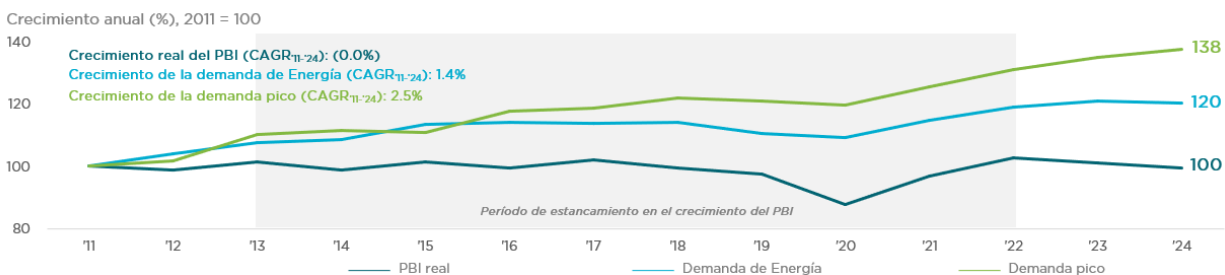
Fuente: CAMMESA

Entre 2011 y 2024, el sistema eléctrico argentino registró un crecimiento de la demanda pico muy superior al ritmo de expansión de la economía en su conjunto. Mientras que el PIB real se mantuvo prácticamente sin cambios durante este período, la demanda pico creció a una tasa anual del 2,5%, más del doble de la tasa de crecimiento económico. Esta divergencia pone de relieve la importancia estructural de la electricidad para el desarrollo del país: incluso en períodos de estancamiento o bajo desempeño del PIB, como ocurrió entre 2012 y 2020, la demanda pico continuó aumentando. La tendencia evidencia que el consumo de energía, especialmente durante los picos estacionales, ha demostrado ser más resiliente y menos cíclico que la actividad macroeconómica, reflejando el papel esencial de la electricidad tanto en los hogares como en la industria.

El siguiente gráfico muestra la evolución del crecimiento de la demanda pico en comparación con el crecimiento del PIB y de la demanda de energía para los años indicados:

Evolución del Crecimiento de la Demanda Pico versus el Crecimiento del PBI y la Demanda de Energía

(Crecimiento anual (%), 2011 = 100)

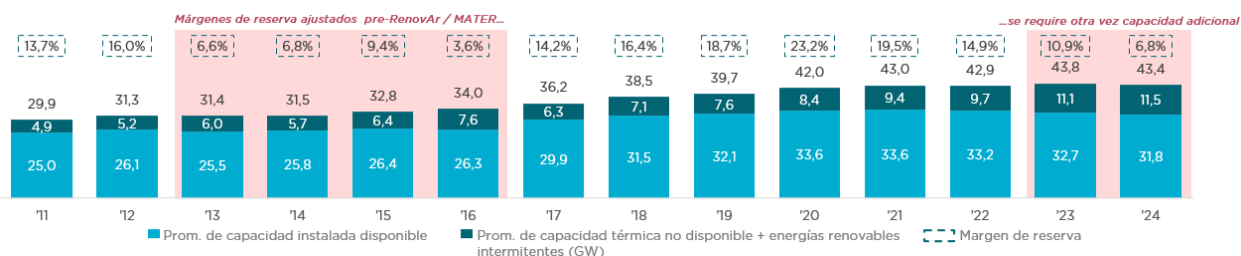


Fuente: CAMMESA y Banco Mundial

Al mismo tiempo, el sistema ha enfrentado una presión constante debido a los márgenes de reserva limitados. Si bien las nuevas incorporaciones de capacidad bajo programas como RenovAr y el MATER contribuyeron a aliviar temporalmente la situación después de 2017, los márgenes de reserva volvieron a contraerse en 2023 y 2024, alcanzando apenas un 6,8% en 2024. Esto evidencia que el sistema eléctrico argentino requiere con urgencia nuevas inversiones en capacidad de generación para mantener la seguridad del suministro y satisfacer el crecimiento de la demanda máxima.

El siguiente gráfico muestra la brecha entre la capacidad instalada y la demanda pico para los años indicados:

Evolución de la Capacidad Instalada Disponible y el Margen de Reserva



Fuente: CAMMESA

Estimado como $(\text{capacidad instalada disponible promedio} - \text{demanda pico}) / \text{capacidad instalada disponible promedio}$

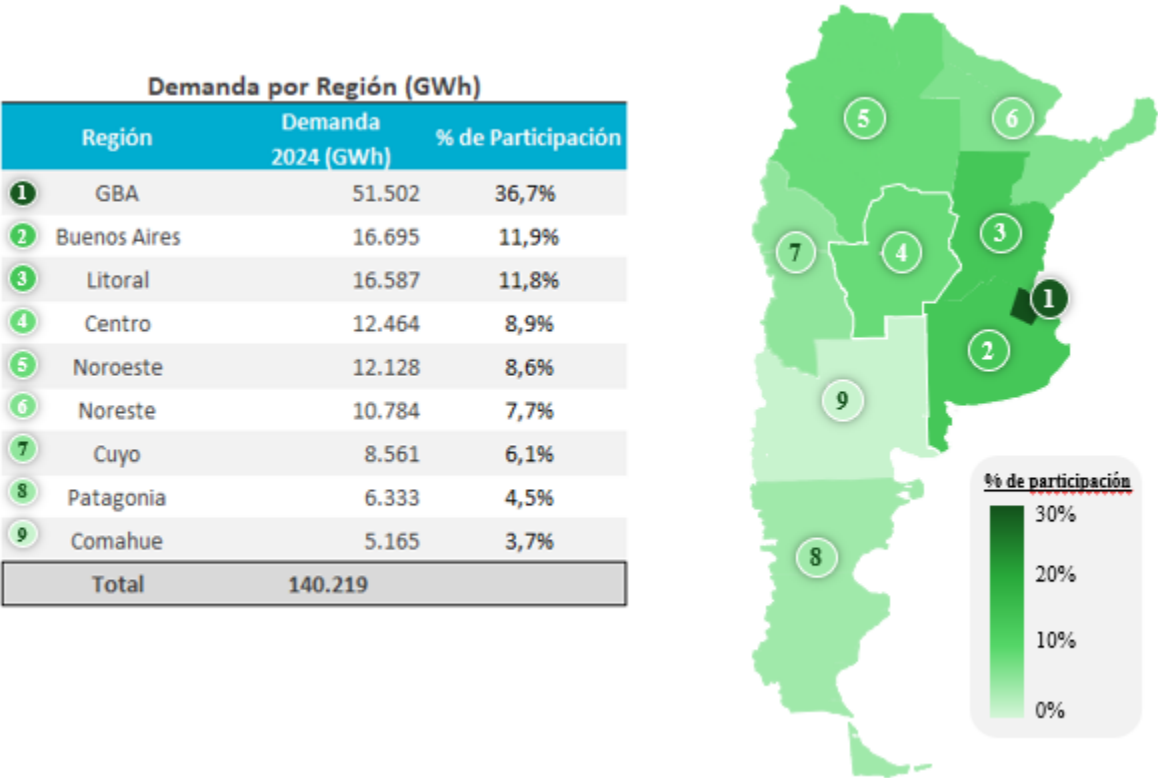
La evolución tanto del crecimiento de la demanda como de los márgenes de reserva refuerza la existencia de un desequilibrio estructural en el sector energético: mientras el consumo ha crecido de manera sostenida, e incluso se ha acelerado en determinados períodos, la expansión de la oferta ha quedado rezagada, generando presiones cíclicas sobre los márgenes de reserva. Esta situación pone de relieve tanto los desafíos como las oportunidades del mercado eléctrico argentino. Por un lado, el sistema sigue siendo vulnerable a eventuales déficits de suministro y a riesgos de confiabilidad; por otro, presenta una oportunidad atractiva para la inversión en nueva capacidad, especialmente en generación térmica flexible y en energías renovables, con el fin de alinear el crecimiento de la oferta con los sólidos fundamentos subyacentes de la demanda del país.

Demanda de electricidad por región

En 2024, la demanda total de electricidad en Argentina alcanzó los 140 TWh, con un consumo que permanece altamente concentrado en unas pocas regiones. El Gran Buenos Aires representó la mayor participación, con un 36,7% (51.502 GWh) de la demanda nacional, reflejando la densidad poblacional y la alta concentración de la actividad económica en la región. La Provincia de Buenos Aires y la región del Litoral se ubicaron por detrás como los siguientes centros de mayor demanda, que representaron, respectivamente, 11,9% (16.695 GWh) y 11,8% (16.587 GWh), y junto con el Gran Buenos Aires totalizaron más del 60% (84.784 GWh) del consumo eléctrico del país.

Otras regiones registraron participaciones más moderadas: la región Central (8,9%, o 12.464 GWh), el Noroeste (8,6%, o 12.128 GWh) y el Noreste (7,7%, o 10.784 GWh) constituyeron importantes polos de demanda, mientras que Cuyo (6,1%, u 8.561 GWh), Patagonia (4,5%, o 6.333 GWh) y Comahue (3,7%, o 5.165 GWh) desempeñaron un papel comparativamente menor en el consumo total. Pese a sus menores participaciones, estas últimas regiones mantienen una importancia estratégica, ya que albergan recursos clave de generación, especialmente de fuentes renovables e hidroeléctricas.

El gráfico a continuación muestra la demanda por región:



Fuente: CAMMESA

Impacto macroeconómico sobre la demanda de electricidad

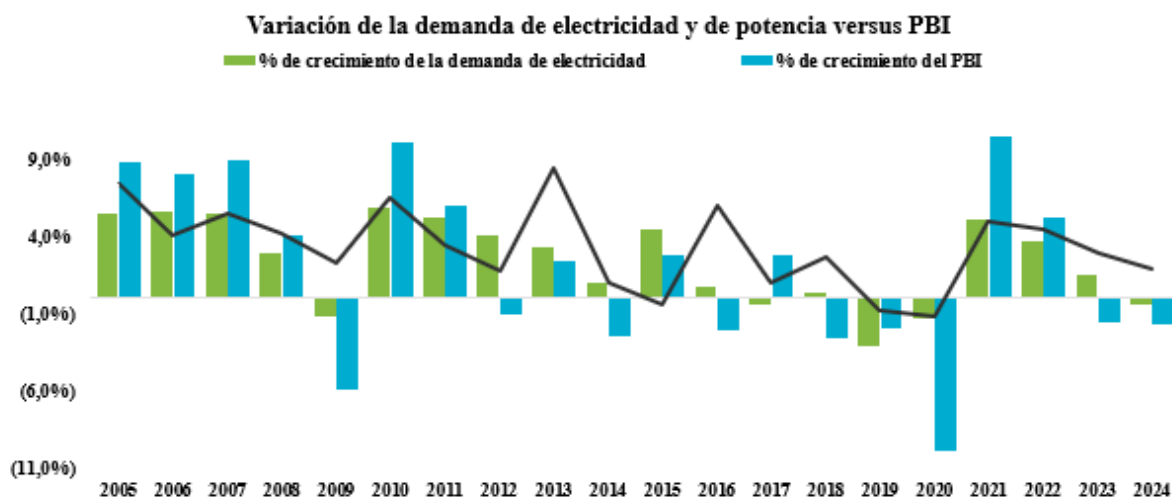
Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Si bien la demanda de electricidad en Argentina generalmente sigue la trayectoria de la actividad económica general, no existe una correlación directa entre ambas. Durante los períodos de recesión, el consumo eléctrico ha mostrado históricamente una mayor resiliencia que el PIB, como se observó entre 2009 y 2020, y nuevamente en 2023 y 2024. Esto refleja tanto el carácter no discrecional del consumo eléctrico en los hogares, donde su uso está vinculado a necesidades básicas como la iluminación, la calefacción y la refrigeración, como su rol esencial en el sostenimiento de las operaciones industriales y comerciales, incluso en contextos económicos adversos.

Por el contrario, durante las fases de expansión económica, la demanda eléctrica tiende a crecer a un ritmo más moderado que el PIB, una tendencia que pone de manifiesto los avances en eficiencia energética, la modernización tecnológica y los cambios estructurales en la economía que reducen la intensidad energética por unidad de producción. Esta desvinculación evidencia el creciente impacto de las políticas de eficiencia, la adopción de electrodomésticos y equipos más eficientes, y la expansión de sectores menos intensivos en energía, como los servicios, dentro de la economía nacional.

En conjunto, la relación entre el PIB y el consumo eléctrico refleja tanto la resiliencia de la demanda de electricidad en períodos de contracción como su crecimiento moderado durante las expansiones, ilustrando la evolución estructural de los patrones de consumo energético en Argentina.

El siguiente gráfico muestra la variación de la demanda de electricidad y de potencia en relación con el PIB para los años indicados:



Fuentes: CAMMESA y Banco Mundial

Sector de energías renovables en Argentina

Panorama general

Argentina ofrece condiciones excepcionales para el desarrollo de energías renovables, al combinar recursos eólicos y solares de primer nivel mundial con altos factores de capacidad y un sólido desempeño comprobado de los proyectos. El sector de energías renovables ha experimentado una rápida expansión a través de las licitaciones del

programa RenovAr y en el marco del MATER, que en conjunto constituyen las principales vías para el desarrollo de proyectos renovables. Esta sección describe el potencial renovable de Argentina, su trayectoria de crecimiento y los mecanismos contractuales que respaldan su futura expansión.

Energía eólica y solar

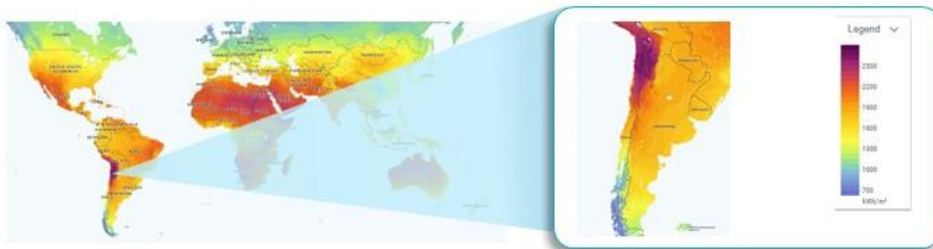
Argentina se beneficia de las condiciones naturales excepcionales para el desarrollo de energías renovables. La mitad sur del país presenta algunas de las velocidades de viento promedio más altas del mundo, que con frecuencia superan los 14 km/h, mientras que las provincias del noroeste registran niveles sobresalientes de irradiación solar, con una irradiancia solar directa normal superior a 7,5 kWh/m². Estas ventajas geográficas y climáticas únicas hacen de Argentina uno de los mercados más atractivos a nivel mundial para la generación eólica y solar.

El gráfico a continuación muestra la distribución de los recursos eólicos y solares en Argentina:

Mapa de la velocidad del viento



Mapa de la irradiancia solar

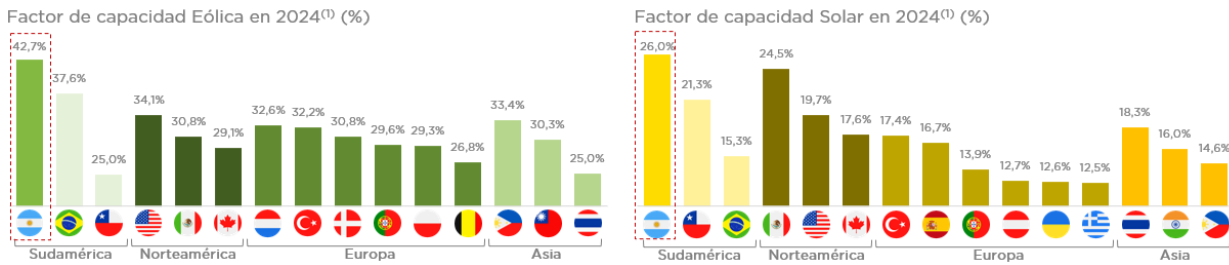


Fuentes: Global Wind Atlas y Global Solar Atlas

Estas condiciones en términos de recursos se traducen directamente en indicadores de desempeño de primer nivel mundial. Argentina se ubica de manera uniforme entre los países con mayores factores de capacidad tanto eólicos como solares, lo que pone de relieve la competitividad de sus proyectos de energías renovables frente a sus pares internacionales. Los fuertes corredores eólicos de la Patagonia presentan algunos de los factores de capacidad más altos del mundo, mientras que los parques solares del noroeste se benefician de una irradiación elevada durante todo el año, lo que permite una mayor eficiencia y una producción predecible.

Los gráficos que se muestran a continuación comparan los factores de capacidad eólicos y solares de Argentina con

los de otras regiones relevantes del mundo:



Fuente: Energy Institute

Corredores de energías renovables

El sector de energías renovables de Argentina abarca proyectos eólicos, solares, de biomasa/biogás y pequeñas centrales hidroeléctricas que inyectan electricidad al SADI y liquidan sus transacciones en el MEM. Todos los generadores, de energías renovables o de otro tipo, están coordinados por CAMMESA, que se encarga del despacho, el balance del sistema y la liquidación financiera.

El gráfico que se muestra a continuación presenta información sobre la estructura y la evolución histórica del sector de energías renovables en Argentina:

		Descripción	Año de Inicio	Sigue Activo?	Tecnologías permitidas	Contraparte del contrato	Plazo del contrato	Determinación del precio	Capacidad de interconexión a la red de transmisión
Energía Base	Mercado Spot	Mercado por defecto para energía no cubierta por PPAs	1992	✓	Todas las tecnologías	CAMMESA	Sin plazo fijo	Precio spot (Calculado por hora)	Parcial ⁽¹⁾
Mercado Spot		Mercado mayorista de corto plazo (transacciones en tiempo real)	1992	✓			n.a.	Costo marginal (spot)	✗
GENREN		Licitación internacional por 1GW de nueva capacidad renovable	2010	✗	Renovables	ENARSA	15 años	Tarifas de PPAs fijadas por el gobierno (caso por caso)	✓
Res. 202		Oferta única para proyectos pre-2016 con nuevos PPAs firmes	2016	✗		CAMMESA	20 años	Precio fijo: Precio RenovAr menos US\$25/MWh	✓
Res. 21		Licitación de emergencia para nueva capacidad térmica (1GW)	2016	✗	Térmico	CAMMESA	10 años	Precios por subasta (Pago por Capacidad)	✗
RenovAr	1.0	Subasta pública por 1GW de nueva capacidad renovable	2016	✗	Renovables	CAMMESA	20 años	Precios por subasta (fijo US\$/MWh)	✓
	1.5	Subasta pública para proyectos no adjudicados en RenovAr 1.0	2016	✗				Precios por subasta (fijo y menores que RenovAr 1.0)	✓
	2.0	Subasta pública por 1.2GW de nueva capacidad renovable	2017	✗				Precios por subasta (fijo US\$/MWh)	✓
	3.0	Subasta pública para proyectos renovables de pequeña escala (hasta 10MW)	2018	✗				Precios por subasta (fijo y menores que RenovAr 2.0)	✓
MATER		Mercado a término de renovables, PPAs bilaterales entre privados	2017	✓		Privados	Negociable	Precios de mercado (negociación bilateral)	✓
RenMDI		Licitación abierta para proyectos renovables de pequeña escala	2023	✗	Renovables pequeña escala ⁽²⁾	CAMMESA	15 años	Subasta competitiva de ofertas a sobre cerrado	✓
AlmaGBA		Licitación nacional e internacional para baterías conectadas a la red de GBA	2025	✗	BESS ⁽³⁾	Edenor and Edesur ⁽⁴⁾	Hasta 15 años	Pago fijo por energía más un pago mensual por capacidad	n.a. ⁽⁵⁾

Fuentes: CAMMESA

Los proyectos de energías renovables bajo el marco del programa Energía Base pueden obtener asignación de prioridad de despacho.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Energía solar fotovoltaica con o sin almacenamiento, eólica solo con almacenamiento, biomasa, biogás, gas de relleno sanitario y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Unidades iguales o superiores a 10 MW con una duración mínima de descarga de 4 horas.

CAMMESA garantiza los pagos como respaldo.

Las unidades de almacenamiento se despachan conforme a las necesidades del operador del sistema para garantizar la confiabilidad, no en función de criterios de generación más frecuente.

Energía base: Ruta de mercado por defecto para energía no cubierta por contratos PPA. Se lanzó en 1992 y sigue activo y abierto a todas las tecnologías. La contraparte es CAMMESA; no existen plazos contractuales fijos; los precios se basan en cálculos spot (por hora), y la capacidad de interconexión a la red de transmisión es parcial;

Mercado Spot: Mercado mayorista de corto plazo para transacciones en tiempo real. Se lanzó en 1992 y sigue activo y abierto a todas las tecnologías. La contraparte es CAMMESA; no existen plazos contractuales; los precios se basan en el costo marginal spot y no hay capacidad de interconexión a la red de transmisión;

GENREN: participó en la licitación internacional para 1 GW de nuevas energías renovables. Se lanzó en 2010 y ya no está activo. Permitía únicamente tecnologías de fuentes renovables; la contraparte era ENARSA, con contratos de 15 años, tarifas de PPA fijadas por el gobierno (determinadas caso por caso) y con capacidad de interconexión a la red de transmisión otorgada;

Resolución 202: mecanismo único para que proyectos renovables anteriores a 2016 firmen nuevos contratos PPA. Se lanzó en 2016 y ya no está activo. Las tecnologías se limitaban a fuentes renovables. La contraparte era CAMMESA, con contratos de 20 años, precios basados en el valor de RenovAr menos US\$ 25/MWh y con capacidad de interconexión a la red de transmisión otorgada;

Resolución 21: licitación de emergencia para nueva capacidad de generación térmica de 1 GW. Se lanzó en 2016 y ya no está activa. Aplicable únicamente a centrales térmicas, la contraparte era CAMMESA, con contratos de 10 años, precios definidos por subasta mediante pagos por capacidad y sin capacidad de interconexión a la red de transmisión;

Programa RenovAr (PPA con CAMMESA): en 2016, Argentina lanzó las rondas de licitación RenovAr, adjudicando contratos PPA a largo plazo en dólares estadounidenses con CAMMESA. Estos contratos contaban con el respaldo del fondo fiduciario FODER, que otorgaba garantías crediticias parciales y hacía que el programa fuera financiable para los inversores internacionales. RenovAr impulsó la primera gran ola de proyectos de energía renovable a gran escala en el país, especialmente en los segmentos eólico y solar.

RenovAr 1.0: subasta pública para 1 GW de nuevas energías renovables. Se lanzó en 2016 y ya no está activo. Incluyó tecnologías renovables, con CAMMESA como contraparte, contratos de 20 años y precios establecidos por subasta (US\$ fijos/MWh), con capacidad de interconexión a la red de transmisión otorgada;

RenovAr 1.5: subasta para proyectos no adjudicados en la Ronda 1.0. Se lanzó en 2016 y ya no está activo. Incluyó tecnologías renovables, con CAMMESA como contraparte, contratos de 20 años, precios establecidos por subasta (con frecuencia inferiores a los de la Ronda 1.0) y capacidad de interconexión a la red de transmisión otorgada;

RenovAr 2.0: subasta pública para 1,2 GW de energías renovables. Se lanzó en 2017 y ya no está activo. Incluyó tecnologías renovables, con CAMMESA como contraparte, contratos de 20 años, precios establecidos por subasta (US\$ fijos/MWh) y capacidad de interconexión a la red de transmisión otorgada;

Ronda 3 de RenovAr ("MiniRen"): lanzada en 2018 para contratar proyectos de energías renovables de menor escala conectados a la red (eólica, solar fotovoltaica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biomasa/biogás) mediante contratos de abastecimiento estandarizados con CAMMESA. El programa buscó promover la dispersión regional y la integración en media tensión, exigiendo aprobación ambiental, registro en el MEM y garantías de oferta y de cumplimiento. Los proyectos adjudicados estaban sujetos a hitos de COD y penalidades, y se dictaron medidas posteriores que prorrogaron los plazos y, conforme a la Resolución N° 1260/2021, permitieron a los adjudicatarios rescindir los contratos con compensación o bien obtener una prórroga por única vez bajo condiciones modificadas;

MATER (PPA corporativos): paralelamente, el gobierno argentino adoptó el marco del MATER, que permite a los grandes usuarios industriales y comerciales adquirir energía renovable directamente de los generadores mediante contratos PPA bilaterales. Estos contratos también suelen estar denominados en dólares y otorgan prioridad de despacho, sujeta a la disponibilidad del sistema. El MATER se ha tornado cada vez más relevante, ya que los compradores corporativos buscan descarbonizarse y cubrirse frente a los costos energéticos de largo plazo;

MATER Estándar (2017): abarcó proyectos de hasta 300 MW, que deben asegurar capacidad de interconexión a la red de transmisión ante CAMMESA, la cual asigna la capacidad trimestralmente según disponibilidad. En caso de sobredemanda, la asignación se resuelve por sorteo o mediante ofertas basadas en precios;

Resolución N°360/2023: actualizó el marco del MATER introduciendo nuevas modalidades para asegurar capacidad de interconexión a la red en nodos congestionados, requiriendo que los desarrolladores financien refuerzos de red (por ejemplo, subestaciones o mejoras de transmisión) para acceder a capacidad adicional;

Regla de grandes demandas futuras: si un proyecto renovable está vinculado a una nueva demanda industrial significativa (por ejemplo, una ampliación de planta), CAMMESA otorga prioridad de despacho reservada para dicho incremento de la demanda;

Ampliaciones Parciales de Transmisión: los desarrolladores pueden financiar mejoras de red que habiliten capacidad adicional; dicha capacidad incremental se asigna con prioridad al proyecto que financió la inversión; y

Opción de referencia N°360/2023: permite que los proyectos obtengan el 92% de la capacidad de interconexión a la red mientras se completan las obras de repotenciación, reduciendo el riesgo de desarrollo durante la fase de construcción; y

AlmaGBA: en febrero de 2025, la Secretaría de Energía lanzó el programa ALMA (Almacenamiento Mayorista de Energía), el primer proceso competitivo de contratación de sistemas BESS en el MEM. El objetivo del programa es contratar capacidad de almacenamiento de energía a escala de red para mejorar la confiabilidad del suministro, particularmente en nodos críticos del Gran Buenos Aires. En virtud de la Resolución SE N° 67/2025, la Secretaría autorizó la contratación de hasta 500 MW de capacidad BESS para ser instalada en subestaciones críticas designadas dentro del Gran Buenos Aires.

Papel en la matriz energética

Históricamente, la matriz eléctrica de la Argentina dependía en gran medida de la generación térmica, en particular del gas natural, complementada por fuentes hidroeléctricas y nucleares de gran escala. Las energías renovables desempeñaron un papel marginal hasta mediados de la década de 2010.

Para 2015, las energías renovables no convencionales representaban menos del 2% del suministro total de electricidad;

Tras la implementación de los programas RenovAr y del MATER, las energías renovables se expandieron rápidamente y actualmente representan cerca del 16% de la capacidad instalada y más del 16% de la generación;

La energía eólica ha sido el principal motor de crecimiento, con grandes proyectos ubicados en la región patagónica;

La capacidad solar ha crecido en las provincias del noroeste (Salta, Jujuy y Catamarca), donde los niveles de irradiación se encuentran entre los más altos del mundo; y

Las fuentes de biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos continúan siendo contribuyentes de nicho, aunque relevantes a nivel regional, especialmente en provincias con industrias agrícolas y forestales.

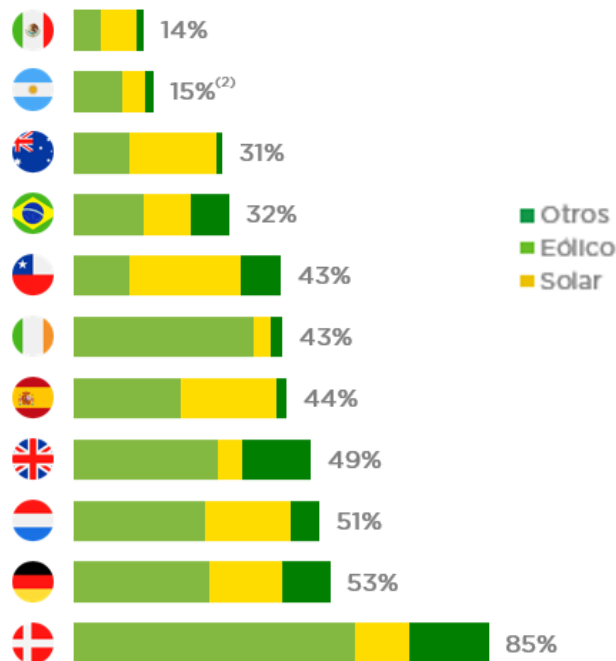
Este crecimiento se alinea con el objetivo establecido por la Argentina de incorporar 10 GW de capacidad renovable como parte de su política de transición energética a largo plazo. Dicho objetivo estaba vinculado con la meta nacional más amplia de incrementar la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica (establecida por la Ley Nº 27.191), que dispuso que las energías renovables debían alcanzar el 20% de la demanda total de electricidad para 2025.

Oportunidad de mercado para el desarrollo de energías renovables en Argentina

La Argentina presenta una oportunidad significativa para la expansión continua de las energías renovables. En 2024, las fuentes renovables no convencionales representaron aproximadamente el 15% de la matriz eléctrica del país, impulsadas principalmente por las energías eólica y solar. Esta participación aún se encuentra por debajo de la observada en otros mercados de América Latina y Europa, como Chile, Irlanda, España y Dinamarca, que registran niveles de penetración que van del 40% a más del 80%. Esta brecha pone de manifiesto el amplio margen de crecimiento existente a medida que la Argentina busca alinearse con las tendencias globales de transición energética.

El gráfico a continuación muestra la penetración de las energías renovables no convencionales:

Penetración de Energías Renovables No Convencionales en 2024⁽¹⁾



Fuentes: CAMMESA, Secretaría de Energía.

Generación de energías renovables no convencionales (TWh) sobre generación total (TWh).

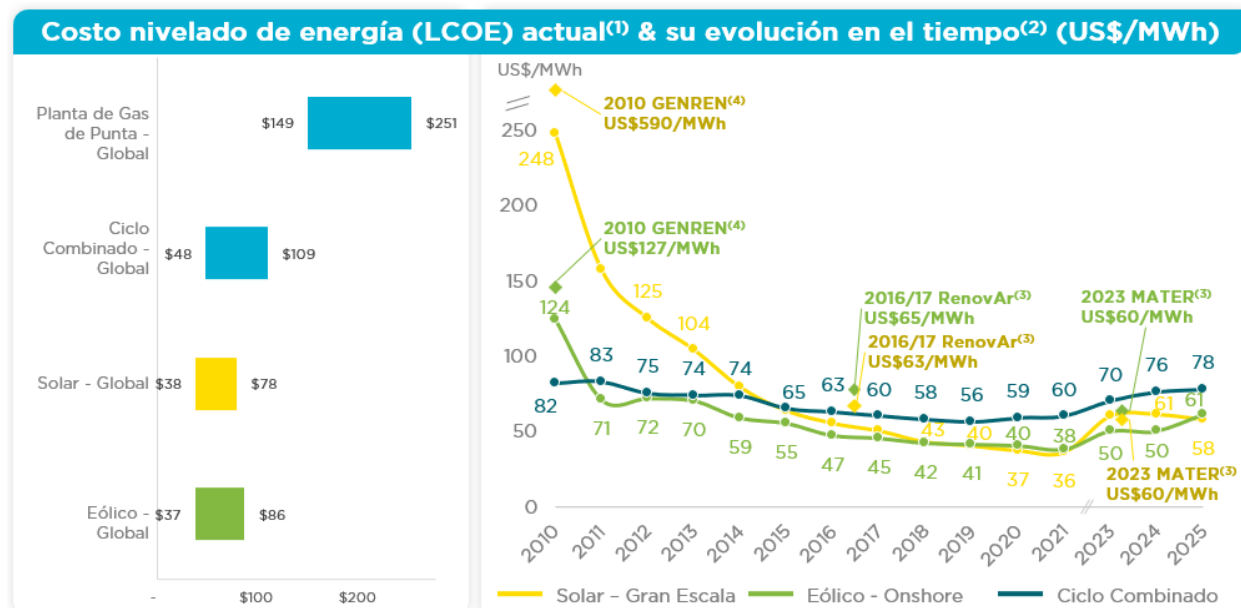
Considera todos los tipos de energía renovable con capacidad instalada: eólica, solar, de biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, y de biogás al mes de julio de 2025.

La base de recursos renovables en Argentina es considerable, con un potencial estimado de aproximadamente 50 GW de capacidad instalada eólica y solar, mientras que los proyectos actualmente en operación representan cerca de 7,2 GW, es decir, aproximadamente el 14% de este potencial. Esto pone de relieve tanto los avances logrados como la oportunidad significativa aún no aprovechada para futuras inversiones. A futuro, se espera que la penetración de energías renovables en Argentina continúe creciendo, con proyecciones que indican alcanzar el 45% para 2050, según el plan de transición energética a largo plazo del gobierno argentino.

Competitividad estructural de costos de las energías renovables

La ventaja estructural en costos de las fuentes de energía renovable posiciona a las energías eólica y solar como las principales fuentes de nueva capacidad en Argentina. El costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) de las renovables ha caído de manera drástica durante la última década, superando con creces las reducciones de costos de la generación térmica convencional. En 2010, los proyectos solares de gran escala bajo las subastas del programa GENREN tenían un LCOE de hasta US\$590/MWh, mientras que la energía eólica promediaba US\$127/MWh. En contraste, los proyectos renovables actuales bajo los programas RenovAr, MATER y RenMDI han alcanzado niveles de costo cercanos a US\$60/MWh, lo que los hace más competitivos que las nuevas centrales de ciclo combinado a gas.

El gráfico a continuación muestra la evolución del costo nivelado de energía para los años indicados:



Fuentes: Lazard, CAMMESA, Secretaría de Energía.

Las estimaciones globales de LCOE se tomaron del estudio "LCOE+" de Lazard al mes de junio de 2025. Las estimaciones de LCOE de Argentina provienen del estudio de la Secretaría de Energía al mes de noviembre de 2019; los valores representan un rango utilizando un costo de capital del 10-16%.

LCOE de Lazard al mes de junio de 2025. Refleja el promedio de los valores altos y bajos del LCOE para cada tecnología en cada año respectivo. Las principales suposiciones empleadas por Lazard incluyen: (i) costo de capital propio del 12%, y (ii) precio del gas natural de US\$3,45/MMBtu para turbinas de ciclo combinado (TGCC).

CAMMESA, al mes de mayo de 2025.

Precios estimados a partir de información pública de activos en operación, como Rawson I y II, y Cañada Honda I y II.

Argentina se encuentra entre los mercados más atractivos a nivel mundial para energías renovables. Dado que la demanda de energía podría seguir creciendo y los márgenes de reserva reducirse, la eficiencia en costos de las renovables refuerza su papel como la solución más viable para satisfacer las necesidades futuras de generación del país.

Trayectoria de crecimiento

El rol del programa RenovAr y del MATER

La expansión de las energías renovables en Argentina ha sido moldeada principalmente por dos marcos complementarios: el programa RenovAr y el mercado MATER.

Lanzado en 2016, el programa RenovAr fue la piedra angular del impulso renovable de Argentina, diseñado para acelerar la inversión a través de subastas públicas respaldadas por garantías federales mediante el FODER. A lo largo de múltiples rondas, RenovAr ha otorgado varios GW de capacidad renovable, con proyectos que firmaron PPA a 20 años con CAMMESA, a precios denominados en dólares estadounidenses fijados por subasta y con capacidad de interconexión a la red de transmisión.

Las rondas de RenovAr (1.0, 1.5, 2.0 y 3.0) fueron una serie de subastas lanzadas entre 2016 y 2018 para acelerar el despliegue de energías renovables en Argentina. A través de estas rondas, CAMMESA firmó PPA a largo plazo denominados en dólares estadounidenses con los proyectos adjudicados, otorgando prioridad de despacho y respaldados por garantías federales bajo el fondo fiduciario FODER. Cada ronda tuvo objetivos distintos: las subastas iniciales se centraron en proyectos eólicos y solares a gran escala, las rondas posteriores expandieron la capacidad y permitieron la participación de oferentes previamente no adjudicados, y la ronda final MiniRen estuvo dirigida a proyectos distribuidos de pequeña escala, de hasta 10 MW. En conjunto, las rondas de RenovAr contrataron más de 4 GW de capacidad renovable y sentaron las bases del sector de energías renovables en Argentina.

- (i) RenovAr 1.0 incorporó 1,1 GW;
- (ii) RenovAr 1.5 incorporó 1,3 GW;
- (iii) RenovAr 2.0 aportó 2,0 GW; y
- (iv) RenovAr 3.0 se centró en proyectos de menor escala, sumando 0,3 GW.

El gráfico a continuación muestra las rondas más relevantes del programa RenovAr:

	RenovAr 1	RenovAr 1.5	RenovAr 2.0
Fecha de lanzamiento	26 de julio 2016	31 de octubre 2016	17 de Agosto 2017 (ofertas presentadas 19 de Octubre 2017)
Fecha de concesión	7 de octubre 2016	25 de noviembre 2016	30 de noviembre 2017
Objetivo de la subasta (MW)	1,000 MW	1,600 MW	1,200 MW
Ofertras recibidas Sobre-suscripción	123 proyectos totalizan 6,236 MW 6.2x	47 ofertas totalizan 2,486 MW 1.6x	228 ofertas totalizan 9,391 MW 7.8x
Contratos adjudicados	29 proyectos con capacidad instalada total de 1,142 MW	30 proyectos con capacidad instalada total de 1,282 MW	88 proyectos con capacidad instalada total de 2,043 MW
Proyectos	 x12  x4  x5  x6  x2	 x10  x20	 x12  x17  x9  x34  x16
Precio promedio	US\$ 61.33 por MWh	US\$ 53.98 por MWh	US\$ 51.48 por MWh
MW (o porcentaje de MW) adjudicados a Genneia	81 MW / 7.1%	221 MW / 17.2%	141 MW / 6.9%

Fuente: CAMMESA y Secretaría de Energía

No incluye el programa RenovAr 3.0, que estaba dirigido principalmente a proyectos de energías renovables de pequeña escala. Aunque el objetivo inicial era alcanzar 10 GW de nueva capacidad, aún restan desarrollar aproximadamente 5,3 GW para llegar a dicho hito.



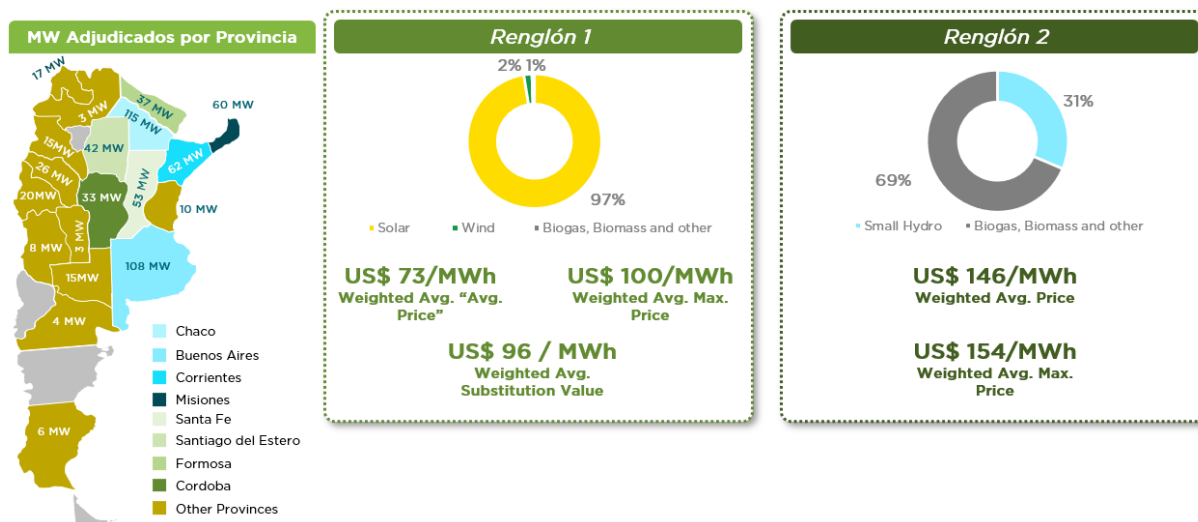
Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Desde 2017, el crecimiento de las energías renovables se ha desplazado progresivamente hacia el programa del MATER (Mercado a Término de Energías Renovables), que permite la celebración de PPA privados bilaterales entre generadores y grandes usuarios. Este mecanismo ha posibilitado que el sector continúe expandiéndose más allá del programa RenovAr, con cerca de 11 GW subastados o contratados desde 2017:

- (i) 2,9 GW adjudicados en el marco del MATER entre 2018 y 2022;
- (ii) 2,8 GW adjudicados en el marco del MATER en 2023;
- (iii) 4,4 GW adjudicados en el marco del MATER en 2024; y
- (iv) 0,6 GW adjudicados en el marco del MATER en 2025 (hasta junio de 2025).

Además de RenovAr y MATER, la Argentina lanzó en 2023 el programa RenMDI, una licitación nacional e internacional de energías renovables creada mediante la Resolución SE N° 36/2023, destinada a atraer proyectos de pequeña y mediana escala que no estuvieran comprometidos bajo RenovAr ni MATER. El RenMDI se divide en dos líneas: la Línea 1 (500 MW), orientada principalmente a proyectos solares fotovoltaicos, eólicos con almacenamiento y de biomasa, y la Línea 2 (120 MW), dirigida a biogás, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y otras fuentes renovables no convencionales. Los proyectos se distribuyen en diversas provincias, lo que refuerza tanto la diversificación de la matriz energética como el desarrollo regional, al tiempo que contribuye a reducir la congestión del sistema de transporte eléctrico y la dependencia de la generación térmica forzada. La siguiente imagen ilustra el resultado de la subasta de energías renovables bajo el programa RenMDI, mostrando tanto la distribución geográfica de la capacidad adjudicada en todo el país como la composición por tecnología de cada categoría.

El siguiente gráfico muestra la capacidad de generación adjudicada por provincia y por lote:

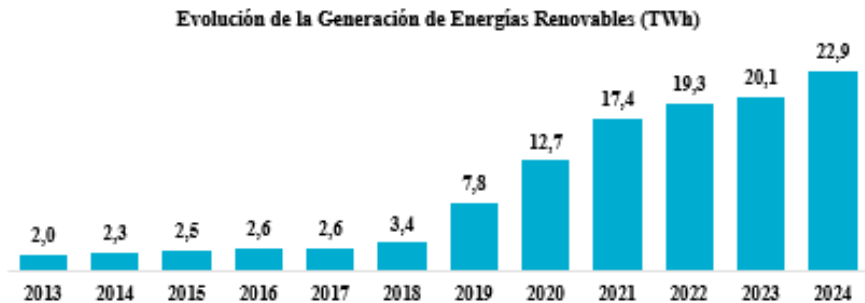


Fuente: CAMMESA

En conjunto, estos programas han sido decisivos para posicionar a las energías renovables como un pilar central de

la matriz energética argentina. Al ofrecer un marco contractual de largo plazo, reglas claras y mecanismos de licitación competitivos, lograron movilizar una importante inversión privada y posibilitar la rápida expansión de la generación de energías renovables. El impacto se refleja en el marcado aumento de la generación proveniente de fuentes renovables durante la última década, que alcanzó niveles récord de producción en 2024.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la generación de energías renovables en los años indicados:

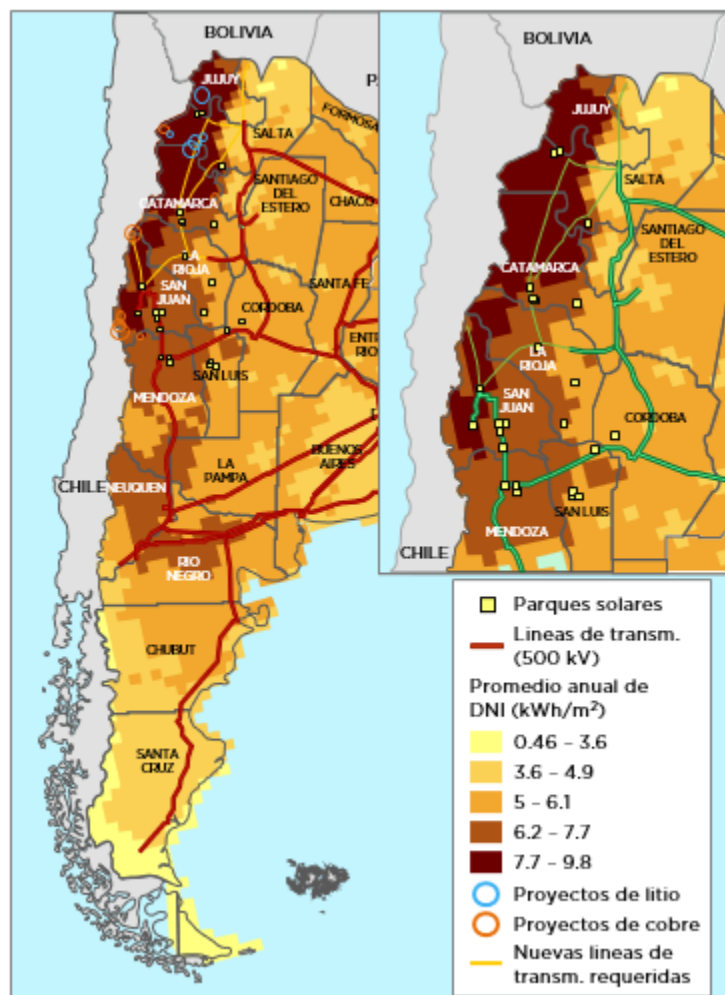


Fuente: CAMMESA

Recursos para respaldar el incremento de la capacidad instalada

Argentina cuenta con los recursos naturales y el potencial de infraestructura necesarios para sostener una expansión a largo plazo de las energías renovables. El país posee abundantes reservas minerales, incluyendo yacimientos de cobre y litio de gran escala, que revisten una importancia estratégica tanto para respaldar la transición energética global como para abastecer los equipos y las soluciones de almacenamiento necesarios para ampliar la capacidad renovable. Se prevé que estos desarrollos impulsen la celebración de PPA de largo plazo con sólidos perfiles crediticios, reforzando así la estabilidad del sector.

El siguiente gráfico muestra los proyectos minerales de litio y cobre en Argentina:



Fuente: Minerco – Minería, Energía y Desarrollo

En paralelo, los principales operadores de petróleo y gas, incluidas las compañías multinacionales que operan en Argentina, ya están contratando energía renovable como parte de sus obligaciones de electrificación y descarbonización. Esta tendencia amplía aún más la base de demanda de generación limpia, garantizando que el segmento renovable continúe siendo el principal impulsor de las nuevas incorporaciones de capacidad en la matriz eléctrica argentina.

A nivel del sistema, se prevé que la expansión de la capacidad instalada esté liderada principalmente por proyectos de energías renovables, que presentan un costo de generación inferior al de las alternativas convencionales. El desarrollo de las redes de transmisión nacionales y regionales, incluidas las iniciativas actualmente en etapa de diseño para el Gran Buenos Aires, también resulta esencial. El gobierno argentino está evaluando una cartera prioritaria de inversiones por aproximadamente US\$6.600 millones, destinada a habilitar una capacidad renovable significativa y a fortalecer la resiliencia del sistema de transmisión eléctrica en todo el país.

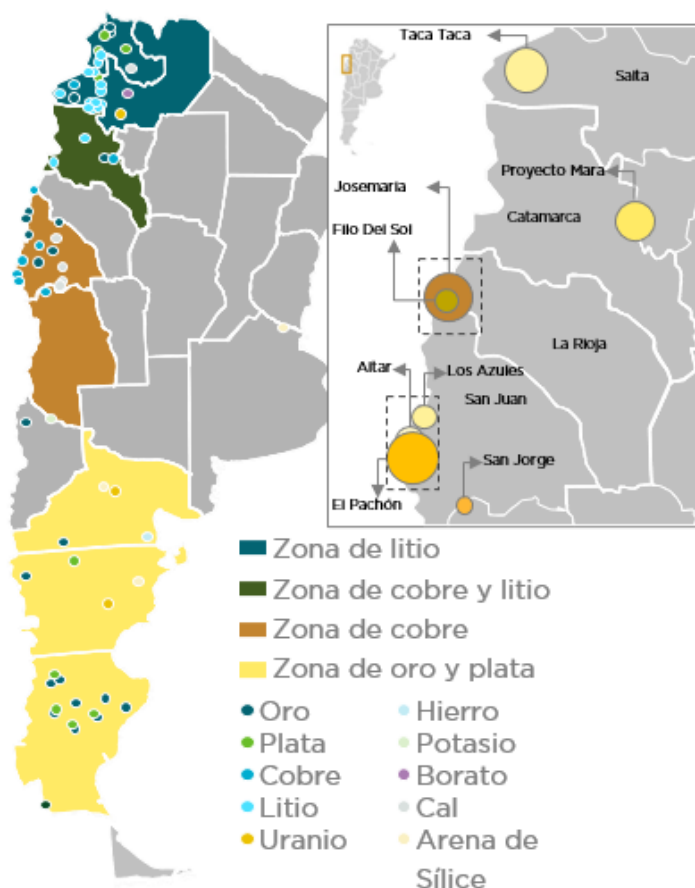
Minería a gran escala

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

Se prevé que la minería a gran escala se consolide como una de las fuentes más dinámicas de crecimiento de la demanda eléctrica en Argentina en los próximos años. Las operaciones mineras, en particular en los segmentos de litio, cobre y oro, son altamente demandantes en el uso de energía y requieren un suministro eléctrico continuo y confiable para respaldar las actividades de extracción, procesamiento y operaciones industriales asociadas. Dado que muchos de estos proyectos se ubican en zonas remotas de las regiones del Noroeste y Cuyo, las empresas mineras suelen enfrentar desafíos vinculados con la disponibilidad de transmisión y la integración a la red.

Para atender estas necesidades, los principales actores del sector minero están recurriendo cada vez más a contratos de largo plazo bajo el marco del MATER o al patrocinio directo de proyectos de generación renovable para asegurar su propio abastecimiento. Esto les permite mitigar los riesgos asociados con la volatilidad de precios, garantizar la disponibilidad de energía en regiones con infraestructura limitada y alinearse con los compromisos globales de sostenibilidad mediante el abastecimiento de energía proveniente de fuentes renovables. Como resultado, el sector minero no solo está emergiendo como un comprador importante dentro del MEM, sino también como un socio estratégico en el impulso de la próxima ola de inversiones en energías renovables y desarrollo de infraestructura.

El siguiente gráfico muestra los proyectos mineros de gran escala en Argentina:



Fuente: Ministerio de Economía (Secretaría de Minería)

Vaca Muerta

Vaca Muerta, la formación de esquisto (*shale*) no convencional de clase mundial de Argentina, es otro motor clave del crecimiento energético a largo plazo. El desarrollo de esta cuenca ha posicionado a Argentina como líder regional en producción de petróleo y gas no convencionales, con un potencial significativo para reducir la dependencia de las importaciones y fortalecer la seguridad energética. La expansión de la actividad *upstream* en Vaca Muerta genera un aumento sustancial de la demanda eléctrica, tanto de manera directa, por las operaciones de perforación y producción, como de manera indirecta, a través de la construcción de gasoductos, plantas de procesamiento e infraestructura relacionada.

Más allá de su impacto en la demanda, Vaca Muerta también desempeña un papel estratégico en el apoyo al sector eléctrico en general. Se espera que el abundante gas natural de la cuenca siga siendo una piedra angular de la matriz de generación de Argentina, proporcionando un complemento flexible y rentable a las fuentes renovables intermitentes. En ese sentido, Vaca Muerta contribuye no solo a la diversificación del suministro energético del país, sino también a la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico durante la transición energética.

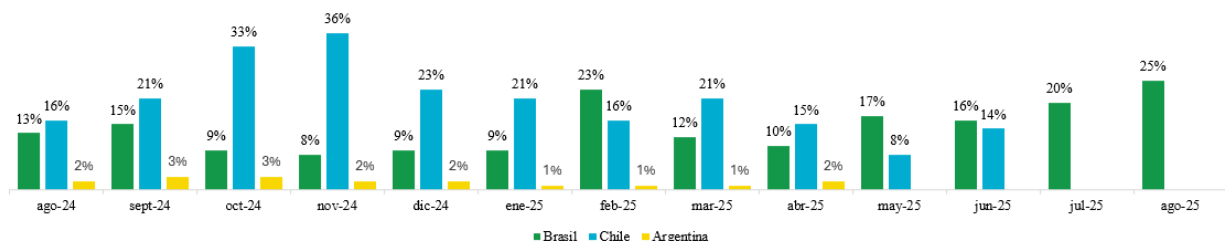
Riesgos de limitación en la generación e integración a la red

El riesgo de limitación de generación se ha convertido en una preocupación central en el sector de energías renovables en toda América Latina, especialmente en mercados como Brasil y Chile. En ambos países, la expansión de las energías renovables, por lo general concentrada en regiones con abundantes recursos eólicos o solares, superó el desarrollo de la transmisión. Esto ha resultado en congestión localizada de la red, sobrecarga de la capacidad de transmisión y mayores niveles de limitación de generación, generando desafíos para la rentabilidad de los proyectos y la confianza de los inversores.

En estos mercados, la estructura de operaciones descentralizadas permitió que múltiples proyectos se interconectarán a los mismos nodos de transmisión, muchas veces sin una consideración completa del balance del sistema a largo plazo. Esto condujo a situaciones en las que el potencial de generación excedía la capacidad de evacuación disponible, obligando a los operadores del sistema a priorizar el despacho a corto plazo y dejando a los proyectos renovables expuestos a pérdidas de producción impredecibles.

El gráfico a continuación muestra la evolución de la limitación de generación en Brasil, Chile y Argentina para los años indicados:

Evolución de la limitación de generación (*curtailment*) en Brasil y Chile (%)



Considera únicamente la limitación en generación eólica y solar.

Fuente: CAMMESA, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico de Brasil (ONS) y el Coordinador Eléctrico Nacional de Chile (CEN).

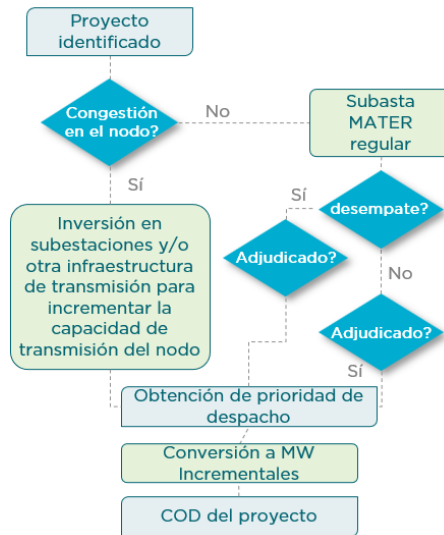
Sin embargo, Argentina presenta un entorno más favorable. Aunque existen desafíos de integración, la probabilidad de que la limitación de generación alcance los niveles observados en Brasil y Chile es considerablemente menor. Esto se debe a una combinación de medidas regulatorias y operativas diseñadas para proteger la generación de energías renovables. Las iniciativas como las reglas de prioridad de despacho para proyectos renovables y la Resolución N°360/2023 en el marco de los programas RenovAr y del MATER, que establecen explícitamente los derechos de prioridad de despacho para proyectos renovables contratados, brindan protección crítica. Además, la estructura más centralizada de CAMMESA en la coordinación del despacho, combinada con inversiones continuas en infraestructura de transmisión de alta tensión, reduce el riesgo de congestión sistémica.

Prioridad de despacho: Los proyectos en el marco del programa RenovAr y del MATER reciben prioridad de despacho dentro del orden de despacho de CAMMESA, reduciendo el riesgo de mercado, pero sujeto a la disponibilidad de transporte; y

Resolución N°360/2023: Emitida por la Secretaría de Energía en 2023, esta regulación estableció un marco para gestionar la capacidad de transporte para proyectos renovables, introduciendo un proceso competitivo para asignar acceso cuando la red se encuentra congestionada. Según la Resolución N°360/2023, los desarrolladores deben asegurar los derechos de transporte mediante subastas o solicitudes de prioridad, garantizando que la nueva capacidad renovable se integre de manera ordenada sin comprometer la confiabilidad del sistema. Este mecanismo complementa la prioridad de despacho bajo los programas RenovAr y del MATER, al proporcionar reglas claras para la asignación de transporte, reduciendo así la incertidumbre para los inversores y preservando la estabilidad de la red.

El gráfico a continuación muestra el proceso establecido bajo la Resolución N°360/2023 para proyectos renovables que buscan prioridad de despacho en el marco del MATER. Ilustra cómo los desarrolladores deben abordar la posible congestión de transporte, ya sea participando en las subastas regulares del MATER o comprometiendo inversión adicional en subestaciones e infraestructura de transporte para asegurar capacidad incremental y obtener prioridad de despacho.





Fuente: CAMMESA

Si la demanda con máxima prioridad supera la capacidad, CAMMESA aplica un desempate (por sorteo o mediante fórmula). Esto se conoce en la regulación como “Factor de Mayoración”. Por ejemplo, en una ronda, solo estaban disponibles 45 MW en un corredor mientras que presentaron solicitudes decenas de proyectos, lo que llevó a que se aplicara el desempate para esos 45 MW, independientemente del precio. Los proyectos que agregan su propia infraestructura de transmisión obtienen prioridad sobre esa capacidad adicional; cualquier excedente sigue compitiendo en el desempate.

No obstante, Argentina aún enfrenta desafíos estructurales en la integración de renovables. Los recursos más atractivos del país, eólicos en la Patagonia y solares en el Noroeste, se encuentran lejos de los principales centros de demanda de Buenos Aires, Santa Fe y Córdoba, ejerciendo presión sobre la red troncal de transmisión de 500 kV y generando ocasionalmente cuellos de botella localizados. Sin embargo, los proyectos adjudicados bajo el programa RenovAr y del MATER se benefician de la prioridad de despacho, lo que garantiza que la generación contratada sea absorbida por el sistema incluso durante períodos de congestión. Este marco no solo mitiga la exposición a la limitación de generación, sino que también mejora la visibilidad de ingresos y reduce el riesgo a la baja para las inversiones en renovables.

Mecanismo comercial y regulatorio

- PPA y precios: Los PPA celebrados en el marco del programa RenovAr suelen ser de largo plazo (entre 15 y 20 años), denominados en dólares estadounidenses, con precios fijos sujetos a indexación limitada. Los contratos del MATER varían, pero también se denominan en dólares y se negocian directamente entre los generadores y grandes consumidores;
- Garantías y capacidad de financiación: El FODER, un fondo fiduciario que se creó en el marco del programa RenovAr, proporcionó garantías parciales que mejoraron la capacidad de financiación, especialmente en

las primeras rondas; y

- Crecimiento a futuro: Si bien las nuevas rondas del programa RenovAr han disminuido, se espera que la demanda corporativa a través del MATER y las posibles exportaciones regionales (por ejemplo, pilotos de hidrógeno verde) sostengan el crecimiento.

Importancia estratégica

El segmento de energías renovables es central para los objetivos de largo plazo de Argentina:

- Descarbonización: Las energías renovables reducen la dependencia de los hidrocarburos, que aún dominan el suministro de energía primaria;
- Seguridad energética: Al aprovechar los recursos renovables locales, Argentina disminuye su vulnerabilidad a las fluctuaciones en la disponibilidad hídrica y los combustibles importados;
- Competitividad industrial: Los PPA corporativos permiten a grandes usuarios asegurar suministro renovable en dólares, apoyando la competitividad en industrias orientadas a la exportación; y
- Atracción de inversiones: El segmento ha atraído a desarrolladores internacionales, entidades financieras y organismos multilaterales de crédito, consolidando a las renovables como una de las áreas más dinámicas del sector energético argentino.

Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”)

Antecedentes históricos y diseño del mercado

El MEM de Argentina fue creado en 1992 bajo la Ley N° 24.065, como parte de las reformas más amplias de liberalización y privatización del sector energético a comienzos de la década de 1990. La reforma buscaba desagregar el sector eléctrico en tres segmentos: generación, transporte y distribución, introduciendo la competencia en la generación y el suministro, mientras se mantenía la regulación sobre los monopolios naturales como el transporte y la distribución. El transporte y la distribución se consideran servicios públicos según la Ley N° 24.065.

El MEM opera bajo dos sistemas de precios complementarios:

Mercado Spot: en este mercado, los precios de la electricidad se determinan por hora, reflejando el costo marginal de generación y los principios de despacho económico. CAMMESA calcula un precio marginal del sistema (precio spot) para cada hora, que sirve como referencia para las transacciones mayoristas;

Mercado a término: en este mercado, los generadores, distribuidores y grandes usuarios celebran acuerdos de largo plazo sobre cantidades, precios y condiciones, incluyendo contratos de exportación e importación de energía eléctrica. La energía excedente que no se vende en el mercado a término se comercializa en el mercado spot. Sin embargo, conforme a la Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía, se suspendió la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término, excepto para aquellos contratos celebrados bajo ciertos regímenes especiales y aquellos que cuentan con un régimen de remuneración diferencial. Desde entonces, los grandes usuarios del MEM



deben adquirir su demanda eléctrica a través de CAMMESA (excepto los contratos bajo regímenes exceptuados, como la normativa del MATER). Para reducir la volatilidad para los usuarios finales, el gobierno introdujo un mecanismo de precios estacionales. Los precios estacionales son determinados semestralmente por CAMMESA según las condiciones esperadas de oferta, demanda y costos, y se aplican a distribuidores y pequeños usuarios. Las diferencias entre los precios spot reales y los precios estacionales fijos son absorbidas por el Fondo de Estabilización, un mecanismo que ha presentado déficit crónico desde 2003 debido a congelamientos tarifarios persistentes y subsidios.

Grandes usuarios y mercado libre

Una de las características más distintivas del sector eléctrico argentino es el rol de los grandes usuarios, es decir, consumidores industriales o comerciales con demanda significativa. Estos pueden contratar energía directamente con los generadores en el mercado a término, sin pasar por las distribuidoras.

Los grandes usuarios se clasifican en tres grupos:

- (i) GUMA (*Grandes Usuarios Mayores*): por lo general la industria pesada, con demanda por encima de un umbral regulatorio. Deben cubrir al menos el 50% de su demanda mediante contratos a término con generadores y pueden adquirir el resto en el mercado spot;
- (ii) GUME (*Grandes Usuarios Menores*): por lo general clientes industriales de tamaño medio que deben cubrir el 100% de su demanda mediante contratos a término; y
- (iii) GUPA (*Grandes Usuarios Particulares*): casos particulares regulados individualmente, que también deben contratar la totalidad de su demanda.

Los grandes usuarios están representados por la Asociación Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA), que cuenta con representación en el directorio de CAMMESA, brindando voz institucional e influencia a los grandes usuarios en la gobernanza del sector.

La introducción del mercado MATER en 2017 amplió aún más las oportunidades para los grandes usuarios, permitiéndoles contratar energía renovable directamente con los generadores. Este mecanismo se ha convertido en un motor clave de las estrategias corporativas de descarbonización, dado que los grupos industriales buscan cumplir compromisos de sostenibilidad y asegurar suministro renovable de largo plazo en dólares.

Dinámica del mercado e implicancias normativas

La coexistencia de un mercado regulado (donde los distribuidores compran a precios estacionales fijados por CAMMESA y los trasladan a los pequeños consumidores, a menudo fuertemente subsidiados) y un mercado libre (donde los grandes usuarios y ciertos distribuidores negocian directamente con los generadores) crea una estructura dual.

El mercado regulado sigue siendo el mayor por volumen, cubriendo hogares, pequeñas empresas e instituciones públicas. No obstante, las tarifas en este segmento históricamente han estado por debajo de los costos, generando presión fiscal mediante subsidios; y



El mercado libre, aunque más pequeño en términos de usuarios, representa una proporción significativa de la demanda total debido al tamaño e intensidad energética de los consumidores industriales. Este segmento crece en importancia a medida que las empresas buscan energía renovable y certeza de precios mediante PPA de largo plazo.

Este sistema dual refleja el desafío central del sector eléctrico argentino: equilibrar accesibilidad y sostenibilidad fiscal mientras se promueve la inversión y se garantiza un suministro confiable.

En 2023, según la Agencia Internacional de Energía (IEA), aproximadamente el 47% del suministro eléctrico de Argentina se generó a partir de gas natural, una participación mayor que en la mayoría de los países con abundantes reservas internas de gas. Esto refleja la dependencia estructural de Argentina del gas natural como combustible principal para la generación de energía eléctrica.

El precio de generación calculado por CAMMESA se aplica efectivamente solo a segmentos específicos del mercado eléctrico, particularmente grandes consumidores industriales, con excepción de aquellos clientes abastecidos a través de empresas distribuidoras.

Vías de crecimiento del sector a futuro

Sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS)

La creciente penetración de fuentes renovables intermitentes en Argentina, particularmente la energía eólica en la Patagonia y la solar en el Noroeste, está generando nuevos requerimientos de estabilidad y flexibilidad para la red. Los sistemas BESS se consideran cada vez más esenciales para esta transición.

Balance y confiabilidad del sistema: Los sistemas BESS proporcionan capacidad de respuesta rápida, ayudando a CAMMESA a gestionar la regulación de frecuencia, el recorte de picos de demanda y los desbalances a corto plazo provocados por la variabilidad de la generación eólica y solar. Esto reduce la dependencia de generación térmica de respaldo costosa;

Integración de renovables: Al almacenar electricidad excedente durante períodos de alta generación renovable y liberarla durante picos de demanda o baja generación renovable, los BESS ayudan a maximizar la utilización de la capacidad renovable instalada y a reducir la limitación de generación;

Marco regulatorio emergente: Aunque Argentina aún no cuenta con un esquema de remuneración específico para almacenamiento a gran escala, se está analizando cómo los BESS pueden participar en el MEM, tanto como proveedores de capacidad como de servicios auxiliares. Se espera que futuras regulaciones definan cómo se compensarán estos activos, lo que podría acelerar la inversión; y

Impulso global: Argentina se beneficia de la reducción de costos de baterías de iones de litio a nivel mundial, apoyada en parte por su papel como productor líder de litio. Esto crea sinergias potenciales entre el sector *upstream* del litio y el despliegue de proyectos de almacenamiento a escala de red, posicionando al país favorablemente en estrategias regionales de transición energética.

Hidrógeno verde

El desarrollo de una industria de hidrógeno verde se considera una prioridad estratégica de largo plazo para Argentina, respaldada por abundantes recursos renovables y la tendencia global hacia la descarbonización.

Ventaja de recursos: La región patagónica de Argentina posee algunos de los factores de capacidad eólica más altos del mundo, mientras que el Noroeste ofrece irradiación solar excepcional. Estas condiciones permiten generar electricidad renovable competitiva, insumo clave para la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis;

Marco de políticas: El gobierno ha señalado su compromiso mediante iniciativas como la Ley Nacional de Promoción del Hidrógeno y la alineación de objetivos de expansión renovable con el potencial desarrollo de hidrógeno. Los gobiernos provinciales, especialmente en Río Negro, también han promovido proyectos piloto de hidrógeno y alianzas internacionales;

Potencial de exportación: Argentina se está posicionando como posible proveedor de hidrógeno verde y amoníaco verde a mercados internacionales, especialmente Europa y Asia, donde se espera que la demanda crezca como parte de la transición energética global. La proximidad a puertos del Atlántico y la abundancia de recursos renovables podrían brindar ventajas competitivas en logística y costos de producción; e

Impacto industrial y económico: El desarrollo de proyectos de hidrógeno podría fomentar cadenas de valor locales, atraer inversión extranjera directa y generar oportunidades en ingeniería, manufactura y desarrollo de infraestructura. Además, podría ofrecer una vía para descarbonizar sectores complejos, como el acero, cemento y transporte pesado.

Implicancias estratégicas

La expansión de los BESS y las iniciativas de hidrógeno verde ilustran cómo el sector eléctrico argentino está avanzando más allá de la generación y distribución tradicional. Mientras las renovables ya han transformado la matriz energética del país, se espera que la próxima fase de crecimiento se concentre en tecnologías capaces de:

- 1) Mejorar la flexibilidad y confiabilidad del sistema;
- 2) Permitir una integración más profunda de energías renovables al abordar la intermitencia; y
- 3) Posicionar a Argentina como proveedor regional y global de soluciones energéticas bajas en carbono.

Estos desarrollos están alineados con los compromisos de sostenibilidad del país y reflejan tendencias globales de mayor alcance de transición energética, aunque su escalabilidad dependerá de la evolución de los marcos regulatorios, las condiciones de inversión y la disponibilidad de infraestructura.

Evolución del marco regulatorio y cambios a futuro

El sector eléctrico argentino ha experimentado una clara evolución regulatoria, pasando de un sistema marginal en la década de 1990 a un modelo de mercado altamente centralizado vigente desde 2002. Bajo este marco centralizado, CAMMESA ha desempeñado un papel dominante, gestionando una parte significativa de las compras de energía, el suministro de combustibles, importaciones y exportaciones. La Secretaría de Energía también ha sido responsable de definir tarifas y programas de remuneración, lo que ha llevado a precios fuertemente subsidiados para hogares y comercios, mientras que los grandes consumidores pagan el costo real de la energía. La expansión de capacidad ha dependido en gran medida de PPA con CAMMESA, permitiéndose una actividad privada limitada bajo mecanismos como el MATER y Energía Plus.

El gobierno argentino está preparando un plan de normalización económica para el período 2026-2030, que busca

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

desagregar gradualmente el modelo centralizado y reintroducir señales de precio al mercado. Este marco buscará incentivar nueva oferta y eficiencia, controlando la rentabilidad de los activos heredados para evitar aumentos abruptos en los costos del sistema. Las recientes pautas regulatorias adoptadas por la Secretaría de Energía destacan un cambio hacia el incentivo a la participación privada, formación de precios competitivos y mejoras de eficiencia. Se espera que el lanzamiento de esta fase de normalización tenga lugar en noviembre de 2025.

El nuevo marco regulatorio (Resolución SE 400/2025) contempla reformas integrales a lo largo de toda la cadena de valor eléctrica de Argentina. En transporte, se espera que el gobierno y el sector privado cofinancien un programa de inversión de aproximadamente US\$6.600 millones para actualizar y ampliar la red eléctrica nacional, bajo un nuevo marco que obliga a la realización de ampliaciones lideradas por el operador con costos incorporados a las tarifas. En distribución, se exigirá a las empresas la contratación de al menos el 75% de sus necesidades energéticas mediante PPA. En generación, el mercado se abrirá a contratos bilaterales de venta, reduciendo la dependencia del mecanismo centralizado de CAMMESA, mientras que el MEM se ampliará para admitir nuevos participantes, como autogeneradores, traders de energía y operadores de almacenamiento. Además, se liberalizará completamente el comercio internacional y se prevé que un nuevo regulador unificado (Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad) reemplace al ENARGAS y al ENRE, consolidándose así la supervisión.

Bajo el plan de normalización económica 2026-2030, el mercado eléctrico pasaría gradualmente de un sistema altamente centralizado a una estructura más orientada al mercado, diseñada para atraer inversiones y equilibrar consideraciones sociales y políticas. Por el lado de la demanda, el marco distingue entre demanda prioritaria (hogares y usuarios comerciales, que representan aproximadamente el 80% de la demanda de las distribuidoras), suministrada a precios regulados fijados por la Secretaría de Energía, y demanda no prioritaria, compuesta por grandes consumidores, que representan aproximadamente 36 TWh, que se moverían progresivamente a precios de mercado y pagarían el costo real de la energía.

Por el lado de la oferta, se espera que la generación permanezca diversificada entre hidráulica, nuclear, PPA de energía térmica, PPA de energías renovables e importaciones, abasteciendo tanto segmentos regulados como liberalizados. Se espera que el mercado privado (MAT) continúe funcionando como canal clave de contratación, con MATER permaneciendo como mercado a término para renovables, mientras que MAT Energía y MAT Potencia regularían la nueva oferta térmica bajo requisitos más estrictos de gestión de combustibles. Al mismo tiempo, el mercado spot ganaría importancia, introduciendo señales de precio para nueva oferta remunerada a costo marginal, mientras que la rentabilidad de los activos heredados se mantendría limitada mediante supervisión regulatoria, ayudando a controlar los costos generales del sistema.

Los generadores serían responsables de gestionar sus propios combustibles, con remuneración reducida si CAMMESA interviene. CAMMESA también podría organizar nuevas subastas de oferta en nombre de distribuidores o grandes consumidores, con garantías de pago si se saldan deudas. Además, los BESS serían incorporados, con pagos por capacidad y oportunidades de arbitraje para fortalecer la flexibilidad de la red, mientras que los acuerdos bilaterales de importación y exportación serían permitidos con autorización de la Secretaría de Energía, fomentando la integración regional.

Finalmente, bajo el nuevo marco, las renovables y el MATER mantendrían sus mecanismos existentes, continuando con la certeza de largo plazo. Sin embargo, los nuevos proyectos también tendrían la opción de operar en el mercado spot, donde la oferta se remunera a costo marginal y la rentabilidad de los activos heredados permanece limitada por la Secretaría de Energía. En conjunto, estas reformas buscan normalizar progresivamente el sector eléctrico

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

argentino mediante la modernización de la regulación, el fomento de la inversión privada y la garantía de accesibilidad y confiabilidad del sistema.

Modificaciones al MEM

El 20 de octubre de 2025, mediante la Resolución N.º 400/2025, la Secretaría de Energía 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. Este marco regulatorio establece un proceso transitorio alineado con los objetivos de la Ley N.º 24.065 y del Decreto N.º 450/2025, incluyendo la categorización de la demanda, la clasificación de las unidades de generación como “Generación Asignada”, “Generación Spot” y “Nueva Generación”, así como la implementación de esquemas específicos de remuneración por energía, potencia y servicios de confiabilidad. Asimismo, introduce mecanismos de gestión de combustibles, contratación en el mercado a término y precios estacionales.

La regulación establece que la demanda estacionalizada de los Distribuidores del MEM deberá ser abastecida principalmente por la Generación Asignada, la cual incluye los contratos de suministro vigentes, la generación bajo administración estatal, la generación hidroeléctrica nacional, la generación nuclear y las importaciones centralizadas. Para cubrir eventuales déficits, los Distribuidores deberán adquirir energía ya sea en el Mercado Spot o en el Mercado a Término. En este contexto, los Distribuidores se encuentran expresamente autorizados a celebrar contratos de compraventa de energía con Generadores o Autogeneradores dentro del MEM, tanto en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) como en el recién creado Mercado a Término de Energía (MATE), a fin de cubrir al menos el 75% de su demanda estacionalizada. Dichos contratos podrán ser libremente negociados entre las partes, incluyendo condiciones, precios y prioridades de asignación. Adicionalmente, se crea un Mercado a Término de Potencia (MATP), que permite a los Grandes Usuarios y distribuidores contratar respaldo físico de capacidad bajo condiciones horarias, con el objeto de mejorar la confiabilidad del suministro.

Con el fin de garantizar el abastecimiento futuro del MEM, una vez al año CAMMESA deberá evaluar un escenario a tres años. En caso de ser necesario, la Secretaría de Energía podrá convocar a licitaciones para la construcción de nuevos proyectos de generación. Los contratos de energía y potencia celebrados por los distribuidores bajo esas licitaciones podrán, durante el período de transición, contar con garantías de pago emitidas por CAMMESA, siempre que el distribuidor no registre deudas pendientes con el MEM y cumpla con los requisitos establecidos por la Secretaría de Energía. La regulación instruye al Organismo Encargado del Despacho (CAMMESA) a elaborar los procedimientos técnicos y administrativos necesarios para su implementación, y faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a dictar las normas complementarias y aclaratorias correspondientes.



DESCRIPCIÓN DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

A continuación, se presenta un resumen de las disposiciones materiales de las Obligaciones Negociables y del Contrato de Fideicomiso (según se define más adelante) que rigen las Obligaciones Negociables. Dado que esto es un resumen, puede no contener toda la información que le resulte importante. Lo siguiente está calificado en su totalidad por referencia a las Obligaciones Negociables y al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables. Debe leer el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables en su totalidad. Se pueden obtener copias del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables según se describe en "*Información Disponible*" en este Suplemento.

Las Obligaciones Negociables serán emitidas por la Emisora bajo un contrato de fideicomiso (el "**Contrato de Fideicomiso**") celebrado entre la Emisora, UMB Bank, N.A., como fiduciario (el "**Fiduciario**"), co-registrador, agente de transferencia y agente de pagos, y Banco Santander Argentina S.A., como representante del Fiduciario en Argentina, co-registrador, agente de transferencia en Argentina y agente de pagos en Argentina.

En esta descripción de las Obligaciones Negociables, la "Emisora" se refiere únicamente a Genneia S.A. y no a ninguna de sus Subsidiarias; y "nosotros," "nuestro" o "nos" se refieren al Emisor y sus Subsidiarias. Puede encontrar las definiciones de ciertos términos utilizados en esta descripción en "*Ciertas Definiciones*." Algunos términos definidos utilizados en esta descripción pero no definidos a continuación en "*—Ciertas Definiciones*" tienen los significados asignados a ellos en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables constituirán "*obligaciones negociables simples no convertibles en acciones*" bajo, serán emitidas de conformidad con, en cumplimiento de todos los requisitos de, y tendrán derecho a los beneficios establecidos en, la Ley de Obligaciones Negociables, según enmendada, entre otras, por la Ley de Financiamiento Productivo, la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV.

Las Obligaciones Negociables se emitirán bajo nuestro Registro de Emisor Frecuente N° 15. La inscripción como Emisor Frecuente fue autorizada por resoluciones de las asambleas de accionistas de la Emisora de fechas 28 de abril de 2020 y 25 de abril de 2024, y por reunión del Directorio de fecha 20 de enero de 2021; y aprobada por la CNV mediante la Disposición N° DI-2021-10-APN-GE#CNV, de fecha 19 de abril de 2021, y la Disposición N° DI-2025-91-APN-GE#CNV, de fecha 22 de mayo de 2025. La emisión de las Obligaciones Negociables fue aprobada en reunión del directorio de la Emisora de fecha 17 de noviembre de 2025.

A la fecha de este Suplemento, las siguientes entidades son Subsidiarias No Restringidas para los fines de la descripción de las Obligaciones Negociables: Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Genneia Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. and Vientos de Necochea S.A.

Condiciones básicas de las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables:

- (i) obligaciones no garantizadas y no subordinadas de la Emisora;
- (ii) tendrán vencimiento final entre el cuarto y octavo aniversario de la Fecha de Emisión y Liquidación, y serán pagaderas en las fechas que se informen en el Aviso de Resultados; y
- (iii) devengarán intereses a una tasa que se informará en el Aviso de Resultados, desde la Fecha de Emisión y



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Liquidación, los que serán pagaderos semestralmente por período vencido en las fechas que se informen en el Aviso de Resultados, a quienes sean tenedores registrales el día calendario inmediatamente anterior a la fecha de pago de intereses (sea o no Día Hábil).

Los intereses sobre las Obligaciones Negociables se devengarán desde la Fecha de Emisión y Liquidación y se computarán sobre la base de un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días cada uno.

Las Obligaciones Negociables serán emitidas en denominaciones mínimas de U\$S1.000 y en múltiplos enteros de U\$S1.000 para denominaciones que superen esa cifra. Las Obligaciones Negociables estarán representadas por una o varias Obligaciones Negociables nominativas en forma global, salvo en circunstancias específicas en las que las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma cartular (*certificatted notes*).

La Emisora mantendrá un agente de registro, un agente de pago y un agente de transferencia, cada uno de ellos con oficinas en el Distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York. Inicialmente, el Fiduciario se desempeñará como co-agente de registro, agente de pago y agente de transferencia de las Obligaciones Negociables en la Ciudad de Nueva York.

En tanto las Obligaciones Negociables se encuentren autorizadas para su oferta pública en Argentina y estén listadas en el BYMA (incluyendo el Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA) y se negocien en A3 Mercados, y las Normas de la CNV, las normas de BYMA y las normas de A3 Mercados u otra ley o reglamentación argentina aplicable lo requiera, según el caso, lo requieran, la Emisora mantendrá un agente de registro, un agente de pago y un agente de transferencia en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina.

La Emisora podrá cambiar de agente de registro, agente de pago y agente de transferencia, sin previo aviso a los tenedores. Cualquier cambio con respecto a dicho agentes será publicada de conformidad con la sección “Notificaciones” y será notificada a CNV, BYMA y A3 Mercados

Si un tenedor de Obligaciones Negociables cartulares (*certificatted notes*) por un monto de capital total de al menos U\$S1.000.000 le imparte a la Emisora instrucciones a efectos de que esta última proceda a efectuar el pago por transferencia bancaria de las sumas asociadas a las Obligaciones Negociables de dicho tenedor a una cuenta bancaria radicada en la Ciudad de Nueva York, la Emisora procederá a efectuar todos los pagos de capital, primas, si las hubiera, e intereses (incluidos los Montos Adicionales) relacionados con esas Obligaciones Negociables, de acuerdo con dichas instrucciones. Todos los demás pagos asociados a las Obligaciones Negociables detentadas en forma cartular (*certificatted form*) se efectuarán en la oficina o agencia del agente de pago en la Ciudad de Nueva York, salvo que la Emisora opte por realizar pagos de intereses por cheque, remitido a las direcciones registradas de los tenedores registrales. Todos los pagos en relación con las Obligaciones Negociables detentadas en forma global se realizarán a DTC de conformidad con sus procedimientos aplicables.

Obligaciones Negociables Adicionales

Sujeto a los compromisos que se describen a continuación y a la previa autorización de la CNV (en tanto fuera necesaria), la Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables adicionales (“**Obligaciones Negociables Adicionales**”) en el marco del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables con los mismos términos que las Obligaciones Negociables aquí ofrecidas, salvo por la Fecha de Emisión y Liquidación, el precio de emisión inicial y la primera fecha de pago de intereses, *quedando establecido* que las Obligaciones Negociables Adicionales tendrán un número CUSIP, un número ISIN u otro número identificador separado excepto que dichas Obligaciones Negociables Adicionales sean emitidas en virtud de una “reapertura calificada” de la clase original, sean de otro modo

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

consideradas como parte de la misma “emisión” de instrumentos de deuda que la clase original o sean emitidas con un descuento de emisión original inferior a un monto *de minimis*, en cada caso a los efectos del impuesto federal a las ganancias de los Estados Unidos. Las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente y las Obligaciones Negociables Adicionales serán consideradas como una misma clase a todos los fines del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, y votarán juntas como una clase respecto de todas las cuestiones relativas a las Obligaciones Negociables.

Rango

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones no garantizadas y no subordinadas de la Emisora y:

- tendrán igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas presentes y futuras de la Emisora pendientes de pago periódicamente (salvo las obligaciones que gozan de preferencia de puro derecho en Argentina, incluso entre otros, créditos laborales y fiscales);
- tendrán preferencia en su derecho de pago sobre todo el endeudamiento subordinado futuro de la Emisora, si lo hubiera;
- se encontrarán efectivamente subordinadas a todas las obligaciones garantizadas presentes y futuras de la Emisora, en la medida del valor de los activos en garantía de dichas obligaciones; y
- estarán estructuralmente subordinadas a todas las deudas existentes y futuras y otros pasivos de cualquier Subsidiaria de la Emisora.

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones según, emitidas bajo, en cumplimiento con todos los requisitos de y con los derechos establecidos en la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, conforme fuera enmendada, entre otras, por la Ley de Financiamiento Productivo, la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV. De acuerdo con los términos del artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, las Obligaciones Negociables que revisten el carácter de tales otorgan a sus tenedores el derecho a interponer una acción ejecutiva. A tal efecto, cualquier titular beneficiario de obligaciones negociables globales tendrá el derecho de obtener comprobantes de su participación beneficiaria en una obligación negociable global de conformidad con el artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales de Argentina (inclusive para iniciar acciones ejecutivas de la forma prevista en la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina) y, a tal fin dicho titular beneficiario será considerado como el titular de aquella porción de la obligación negociable global que representa su participación beneficiaria en la misma. Dicho comprobante permite a los titulares beneficiarios entablar demandas ante los tribunales competentes de Argentina, incluyendo acciones ejecutivas, para perseguir el cobro de las sumas adeudadas en virtud de las Obligaciones Negociables.

Montos Adicionales

Todos los pagos de capital, prima, si hubiera, e intereses respecto de las Obligaciones Negociables serán efectuados sin deducción o retención por o en concepto de impuestos, aranceles, gravámenes u otros cargos gubernamentales actuales o futuros de cualquier naturaleza (“**Impuestos**”) aplicados, gravados, recaudados, retenidos o determinados por o dentro de Argentina o cualquier otra jurisdicción a través de la cual se realicen pagos respecto de las Obligaciones Negociables o cualquier subdivisión política perteneciente a dichas jurisdicciones o cualquier autoridad existente en ellas con facultad para establecer impuestos (cada una, una “**Jurisdicción Pertinente**”), salvo que dicha retención o deducción sea requerida por ley. En caso de dicha retención o deducción

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

de Impuestos por una Jurisdicción Pertinente, la Emisora pagará a los tenedores montos adicionales (los “**Montos Adicionales**”) que hicieran que cada tenedor reciba el monto neto que hubiera recibido de otro modo dicho tenedor en ausencia de tal retención o deducción, con la excepción de que no se pagarán dichos Montos Adicionales:

- (i) respecto de Impuestos que no hubieran sido retenidos o deducidos de ese modo de no ser por la existencia de cualquier conexión, actual o anterior (incluso, a título enunciativo, un establecimiento permanente en la Jurisdicción Pertinente) entre el tenedor o titular beneficiario de la Obligación Negociable (o, si el tenedor o titular beneficiario fuera una masa de bienes, una entidad designada, un fideicomiso, una sociedad colectiva, una sociedad anónima u otra entidad de negocios, entre un fiduciario, fideicomitente, beneficiario, socio o accionista de, o poseedor de facultades sobre, el tenedor o titular beneficiario) y cualquier Jurisdicción Pertinente con facultades para gravar o de otro modo imponer o determinar dicho Impuesto, que no sea la mera tenencia o titularidad de dicha Obligación Negociable o participación beneficiaria en ella o la recepción de pagos o la exigibilidad de los derechos en virtud de ella;
- (ii) respecto de Impuestos que no hubieran sido retenidos o deducidos de ese modo si la Obligación Negociable hubiera sido presentada para el pago (si dicha presentación es obligatoria y la Emisora hubiese enviado a los tenedores una notificación con al menos 30 días de antelación donde conste que deben dar cumplimiento a dicho requisito de presentación) dentro de los 30 días después de la Fecha Pertinente (según lo definido a continuación), salvo en la medida en que el tenedor hubiera tenido derecho a recibir los Montos Adicionales si la Obligación Negociable hubiera sido presentada para el pago el último día de dicho período de 30 días;
- (iii) respecto de Impuestos que no hubieran sido retenidos o deducidos de ese modo de no ser por la falta del tenedor o titular beneficiario de la Obligación Negociable de (i) realizar una declaración de no residencia, o cualquier otro reclamo o presentación para obtener la exención que le corresponde o (ii) cumplir con cualquier requisito de certificación, identificación, información, documentación u otro habitual relativo a la presentación de información con respecto a su nacionalidad, residencia o identidad o conexión con la Jurisdicción Pertinente; *siempre que* (x) dicha declaración o cumplimiento fuera requerido por ley, regulación, práctica administrativa o tratado aplicable como condición previa para la exención de todo o parte de dichos Impuestos; y (y) la Emisora hubiera cursado a los tenedores una notificación con por lo menos 30 días de anticipación donde conste que deberán cumplir dichos requisitos;
- (iv) respecto de cualquier impuesto sobre el patrimonio, a la herencia, sobre las donaciones, al valor agregado, sobre las ventas, al uso, al consumo interno, a la transferencia, a los bienes personales o impuestos, aranceles, tasas u otras cargas gubernamentales similares;
- (v) respecto de Impuestos pagaderos por cualquier vía que no sea una retención o deducción de los pagos sobre las Obligaciones Negociables;
- (vi) respecto de Impuestos que no hubieran sido así determinados si el tenedor hubiera presentado la Obligación Negociable para el pago (cuando la presentación fuera requerida y la Emisora hubiera cursado a los tenedores una notificación con un mínimo de 30 días de anticipación dejando constancia del requisito de cumplir con dicha presentación) a otro agente de pago;
- (vii) respecto de cualquier pago a un tenedor de una Obligación Negociable que fuera un fiduciario o sociedad

colectiva (incluida cualquier entidad considerada como una sociedad colectiva a los fines impositivos) o cualquier Persona distinta del único titular beneficiario de dicho pago u Obligación Negociable, en la medida que un beneficiario o fideicomitente respecto de dicho fiduciario, un socio de dicha sociedad colectiva o el titular beneficiario de dicho pago u Obligación Negociable no habría tenido derecho a los Montos Adicionales si dicho beneficiario, fideicomitente, socio o titular beneficiario hubiera detentado dicha Obligación Negociable directamente;

(viii) en la medida que la Emisora haya determinado, en función de la información obtenida directamente del beneficiario del pago o de terceros, que los Impuestos son gravados debido a que el beneficiario del pago en el exterior posee residencia en una jurisdicción que no es una jurisdicción cooperante o en una jurisdicción de otro modo designada como una jurisdicción no cooperante, en cada caso conforme ello fuera determinado bajo las leyes o regulaciones argentinas aplicables; o

(ix) respecto de cualquier combinación de los puntos precedentes.

Tampoco se pagarán Montos Adicionales con respecto a cualquier retención o deducción impuesta en relación con los artículos 1471-1474 del Código de Ingresos Públicos de Estados Unidos de 1986 (*U.S. Internal Revenue Code of 1986*), con sus modificaciones, y las reglamentaciones del Tesoro de Estados Unidos dictadas en el marco del mismo (la “**FATCA**”), cualquier convenio intergubernamental entre Estados Unidos y cualquier otra jurisdicción que adhiera a la FATCA o relacionada con la FATCA o cualquier ley, reglamentación o lineamientos oficiales sancionados o emitidos en cualquier jurisdicción con respecto a la misma.

“Fecha Pertinente” significa, con respecto a cualquiera de los pagos sobre una Obligación Negociable, una de las siguientes fechas, la que ocurra en último lugar: (i) la fecha en que dicho pago venza por primera vez y (ii) si el Fiduciario no hubiera recibido en la Ciudad de Nueva York, Nueva York, el monto total pagadero en dicha fecha de vencimiento o con anterioridad, la fecha en que, habiendo así recibido el monto total, el Fiduciario hubiera cursado una notificación al efecto a los tenedores.

Se considerará que todas las referencias a capital, prima, si hubiera, e intereses respecto de las Obligaciones Negociables también hacen referencia a los Montos Adicionales que puedan resultar pagaderos con respecto a dicho capital, prima o intereses.

La Emisora entregará inmediatamente al Fiduciario la documentación, a su satisfacción razonable, que acredite el pago de los Impuestos deducidos o retenidos de pagos realizados con respecto a las Obligaciones Negociables. El Fiduciario pondrá a disposición de los tenedores copias de dicha documentación luego de su solicitud por escrito.

La Emisora pagará de inmediato, a su vencimiento, todos los impuestos de sellos, sobre la emisión, al registro, tasas de justicia o impuestos documentarios similares, presentes o futuros, así como cualesquiera otros impuestos, cargas o gravámenes internos o sobre los bienes, incluyendo intereses y penalidades, que surjan en cualquier jurisdicción como resultado de la celebración inicial, entrega o registro de cada una de las Obligaciones Negociables o cualquier otro documento o instrumento referido en el presente o en las mismas, excluyendo los impuestos, cargas o gravámenes similares determinados por cualquier jurisdicción que no sea una Jurisdicción Pertinente, con la excepción de aquellos que resultaran o deban pagarse en relación con la ejecución de dichas Obligaciones Negociables luego del acaecimiento y durante la subsistencia de un Incumplimiento respecto de las Obligaciones Negociables.

En el caso de que la Emisora pague cualquier impuesto sobre los bienes personales en Argentina respecto de las Obligaciones Negociables en circulación, la Emisora ha acordado renunciar a cualquier derecho que pudiera tener en virtud de la ley argentina para procurar el reembolso por parte de los tenedores o titulares directos de las Obligaciones Negociables de los montos pagados.

En el supuesto de cualquier fusión por absorción u otra operación descripta y permitida en “—*Ciertos compromisos—Limitación a la Fusión por Absorción, Consolidación o Venta de Activos*” en la que la entidad continuadora sea una sociedad anónima constituida y válidamente existente según las leyes de un país que no sea Argentina, se considerará, a los fines aclaratorios, que todas las referencias a una Jurisdicción Pertinente, conforme a esta sección de “*Montos Adicionales*” y bajo el título “—*Rescate Optativo—Rescate Optativo por Razones Impositivas*” incluyen a dicho país y a todas sus subdivisiones políticas, como también a cualquier autoridad de dicho país o subdivisión política, respectivamente, con potestad tributaria.

Rescate Optativo

Rescate Optativo con Prima Compensatoria

Antes de la fecha que se indique en el Aviso de Resultados (la “**Primera Fecha de Llamado**”), la Emisora podrá, a su opción, de rescatar las Obligaciones Negociables, en su totalidad o en forma parcial, en cualquier momento, a un precio de rescate (expresado como un porcentaje de capital y truncado a tres decimales) equivalente al monto mayor de:

- (1) (a) la suma de los valores presentes de los pagos restantes programados de capital e intereses de las Obligaciones Negociables, descontados a la fecha de rescate (asumiendo que las Obligaciones Negociables vencieran en la fecha de rescate que será informada a través del Aviso de Resultados), sobre una base semestral (considerando un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días cada uno) a la Tasa del Tesoro más la cantidad de puntos básicos que serán informados a en el Aviso de Resultados, menos (b) los intereses devengados hasta la fecha de rescate, y
- (2) el 100% del monto de capital de las Obligaciones Negociables a ser rescatadas,

más, en cualquiera de los casos, los intereses devengados e impagos sobre las mismas hasta, pero sin incluir, la fecha de rescate.

“**Tasa del Tesoro**” significa, con respecto a cualquier fecha de rescate, el rendimiento determinado por la Compañía de conformidad con los dos párrafos siguientes.

La Tasa del Tesoro será determinada por la Compañía después de las 16:15 hora de la Ciudad de Nueva York (o después del momento en que la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal publique diariamente los rendimientos de los valores del gobierno de los Estados Unidos), en el tercer Día Hábil anterior a la fecha de rescate, con base en el o los rendimientos correspondientes al día más reciente que aparezcan después de dicha hora en el comunicado estadístico más reciente publicado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal, designado como “*Tasas de Intereses Seleccionadas (diarios)—H.15*” (o cualquier denominación o publicación que lo reemplace) (“H.15”), bajo el título “*Valores del gobiernos de los Estados Unidos – Vencimientos constantes del Tesoro- Nominal*” (o cualquier título o encabezado sucesor) (“H.15 TCM”). Al determinar la Tasa del Tesoro, la Compañía seleccionará, según corresponda: (1) el rendimiento correspondiente al vencimiento constante del Tesoro



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

en el H.15 exactamente igual al período comprendido entre la fecha de rescate y la fecha de rescate anticipado (la “Vida Remanente”); o (2) si no existiera un vencimiento constante del Tesoro en el H.15 exactamente igual a la Vida Remanente, los dos rendimientos -uno correspondiente al vencimiento constante del Tesoro en el H.15 inmediatamente más corto y otro correspondiente al vencimiento constante del Tesoro en el H.15 inmediatamente más largo a la Vida Remanente-, y se interpolará linealmente hasta la fecha de rescate anticipado (utilizando el número real de días), redondeando el resultado a tres decimales; o (3) si no existiera un vencimiento constante del Tesoro en el H.15 ni menor ni mayor a la Vida Remanente, se utilizará el rendimiento correspondiente al vencimiento constante del Tesoro en el H.15 más próximo a la Vida Remanente. A los efectos del presente párrafo, se considerará que el vencimiento constante aplicable o los vencimientos constantes aplicables de H.15 tienen una fecha de vencimiento igual al número correspondiente de meses o años, según corresponda, de dicho vencimiento constante de los bonos del Tesoro contado desde la fecha de rescate.

Si en el tercer Día Hábil anterior a la fecha de rescate el H.15 TCM ya no estuviere publicado, la Compañía calculará la Tasa del Tesoro sobre la base de la tasa anual equivalente al rendimiento a vencimiento semestral a las 11:00 horas de la Ciudad de Nueva York, del segundo Día Hábil anterior a dicha fecha de rescate, correspondiente al valor del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento en, o con un vencimiento más próximo a, la fecha de rescate anticipado, según corresponda. Si no existiera un valor del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento exactamente en la fecha de rescate anticipado, pero existieran dos o más valores del Tesoro con fechas de vencimiento equidistantes de dicha fecha, uno anterior y otro posterior, seleccionaremos el valor del Tesoro con fecha de vencimiento anterior a la fecha de rescate anticipado. Si existieran dos o más valores del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento en la fecha de rescate anticipado o que cumplieran con los criterios de la oración precedente, seleccionaremos, entre ellos, aquel que se encuentre cotizando más próximo a la par, en función del promedio de los precios de compra y venta de dichos valores del Tesoro a las 11:00 horas de la Ciudad de Nueva York. Al determinar la Tasa del Tesoro de conformidad con los términos del presente párrafo, el rendimiento semestral a vencimiento del valor del Tesoro de los Estados Unidos aplicable se basará en el promedio de los precios de compra y venta (expresados como porcentaje del monto principal) de dicho valor del Tesoro a las 11:00 horas de la Ciudad de Nueva York, redondeado a tres decimales.

Las acciones y determinaciones de la Compañía al establecer el precio de rescate serán definitivas y vinculantes para todos los efectos, salvo error manifiesto. La emisora será responsable de realizar los cálculos respecto al precio de rescate. El Fideicomisario tiene derecho a basarse de manera concluyente en la exactitud de dichos cálculos sin necesidad de verificación independiente (y el Fiduciario no tendrá ninguna responsabilidad por dichos cálculos).

Rescate Optativo sin Prima Compensatoria

En o a partir de la fecha que se indique en el Aviso de Resultados, la Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables, en su totalidad o en forma parcial, a los precios de rescate, expresados como porcentajes del monto de capital, que se establezcan en el Aviso de Resultados, *más* los intereses devengados e impagos, si hubiera, hasta la fecha de rescate aplicable exclusiva, si fueran rescatadas durante el período de 12 meses que comienza en las fechas que se indiquen en el Aviso de Resultados.

Rescate Optativo con Fondos provenientes de Ofertas de Acciones

En cualquier momento o periódicamente, en o antes de la fecha que se indique en el Aviso de Resultados, la Emisora, a su opción, podrá destinar los fondos netos en efectivo provenientes de una o más Ofertas de Acciones



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

para rescatar hasta el 35% en total del valor nominal total de Obligaciones Negociables en circulación (incluso las Obligaciones Negociables Adicionales), al precio de rescate que se informe en el Aviso de Resultados, con *más* los intereses devengados e impagos (incluyendo Montos Adicionales), si hubiera, hasta la fecha de rescate exclusive, *quedando establecido que:*

1. inmediatamente después de ocurrido dicho rescate deberán permanecer en circulación Obligaciones Negociables por un valor nominal total equivalente a por lo menos el 65% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables (incluyendo cualesquiera Obligaciones Negociables Adicionales); y
2. dicho rescate deberá tener lugar dentro de los 90 días posteriores a la fecha de cierre de dicha Emisión de Acciones.

“Emisión de Acciones” significa una oferta o colocación por contraprestación en efectivo, efectuada con posterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación, de Acciones Calificadas de la Emisora o de cualquier sociedad controlante directa o indirecta de la Emisora (en la medida en que los fondos provenientes de dicha oferta o colocación se incorporen al Capital Social de la Emisora en forma de Acciones Calificadas).

Rescate Optativo por Cuestiones Impositivas

Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas, en su totalidad pero no en forma parcial, a opción de la Emisora, con sujeción a las leyes argentinas aplicables, a un precio de rescate equivalente al 100% del monto de capital en circulación de las Obligaciones Negociables, con *más* los intereses devengados e impagos (incluso Montos Adicionales), si hubiera, hasta la fecha de rescate exclusive, si (i) la Emisora hubiera quedado o fuera a quedar obligada a pagar Montos Adicionales sobre o respecto de las Obligaciones Negociables como resultado de cualquier cambio o modificación de las leyes (o las regulaciones o reglamentaciones promulgadas en virtud de ellas) de cualquier Jurisdicción Pertinente, o cualquier cambio en la aplicación, administración o interpretación oficial de dichas leyes, regulaciones o reglamentaciones (incluso un fallo de un juez competente) en cualquier Jurisdicción Pertinente, (ii) dicho cambio o modificación tuviera lugar en o después de la fecha del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables (o en el caso de una Jurisdicción Pertinente que pase a ser tal después de la fecha del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, después de dicha fecha posterior), y (iii) la Emisora no pudiera evitar dicha obligación tomando las medidas comercialmente razonables que tuviera a su disposición; sujeto a que la notificación de rescate en virtud de este párrafo no podrá ser enviada con una antelación mayor a los 60 días previos a la primera fecha en que la Emisora estuviera obligada a pagar Montos Adicionales; y sujeto, además, a que por medidas comercialmente razonables no se entenderá cualquier cambio en la jurisdicción de constitución u organización o ubicación de la sede social o domicilio legal de la Emisora. Antes del envío de la notificación de rescate de las Obligaciones Negociables en virtud del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, la Emisora entregará al Fiduciario un Certificado de Funcionarios donde conste que la Emisora está o al momento del rescate estará facultada a efectuar dicho rescate en los términos del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables y donde se indique con detalle razonable las circunstancias que dieron origen a dicho derecho de rescate. El Certificado de Funcionarios estará acompañado por una opinión escrita de asesores legales externos de la Emisora de reconocido prestigio en la Jurisdicción Pertinente expresando que la Emisora está o quedará obligada a pagar Montos Adicionales como resultado de un cambio o modificación, según lo descripto anteriormente. El Fiduciario aceptará dicha opinión y el Certificado de Funcionarios como prueba suficiente de la existencia y satisfacción de las condiciones previas descritas anteriormente, en cuyo caso será concluyente y vinculante para los tenedores.

Rescate Optativo tras una Oferta de Canje

En relación con cualquier oferta de canje u otra oferta de compra de todas las Obligaciones Negociables en circulación (inclusive como resultado de una Oferta de cambio de Control u una Oferta de Venta de Activos por todas las Obligaciones Negociables en circulación), si los tenedores del 90% como mínimo del monto total de capital de las entonces Obligaciones Negociables en circulación se presentaron válidamente y no retiradas y dichas Obligaciones Negociables son recompradas por la Emisora, o cualquiera tercera parte que realice dicha oferta de compra en lugar de la Emisora, previa notificación efectuada dentro de los 60 días siguientes a la compra en virtud de dicha oferta y de acuerdo con el procedimiento descrito a continuación, reembolsar (en el caso de la Emisora) o comprar (en el caso de un tercero oferente), la Emisora o dicha tercera parte tendrán el derecho de rescatar tras la fecha de compra todas las Obligaciones Negociables que permanezcan en circulación siguiendo dicha compra a un precio igual al precio pagado ((excluyendo cualquier prima por oferta anticipada o pago similar) a cada uno de los tenedores en dichas ofertas de canje, más, en la medida que no se incluya en el pago de la oferta de canje, intereses impagos y devengados, de haber, a la fecha de dicha compra (exclusive).

Selección y notificación

La notificación de cualquier rescate será entregada entre los 10 y los 60 días anteriores a la fecha de rescate a los tenedores de Obligaciones Negociables (con copia al Fiduciario) a ser rescatadas según se describe en “—Notificaciones” más adelante.

Sujeto a la satisfacción de cualquier condición aplicable, las Obligaciones Negociables llamadas a rescate vencerán en la fecha fijada para el rescate. La Emisora pagará el precio de rescate de las Obligaciones Negociables junto con los intereses devengados e impagos sobre ellas (incluso Montos Adicionales, si hubiera) hasta la fecha de rescate exclusive. En la fecha de rescate y posteriormente, dejarán de devengarse intereses sobre las Obligaciones Negociables a menos que la Emisora haya incumplido en el pago del precio de rescate aplicable conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables. En caso de rescate de las Obligaciones Negociables por la Emisora, se cancelarán las Obligaciones Negociables rescatadas.

En caso de rescatarse menos de la totalidad de Obligaciones Negociables, la selección de las Obligaciones Negociables cartulares (*certificatted notes*) para el rescate será efectuada, en tanto sea permitido por la ley aplicable y las normas de los mercados de valores, a prorrata, por sorteo o utilizando cualquier otro método que el Fiduciario considere justo y apropiado, y la selección de las Obligaciones Negociables certificada global será realizada de conformidad con los procedimientos y requerimientos de DTC, en cada caso, en denominaciones mínimas de U\$1.000 de monto de capital y en múltiplos enteros de U\$1.000 para denominaciones superiores a esa cifra. En el caso de Obligaciones Negociables emitidas en forma cartular (*certificatted notes*), luego de la entrega de cualquier Obligación Negociable rescatada parcialmente, el tenedor recibirá una nueva Obligación Negociable equivalente, en monto de capital, a la porción no rescatada de la Obligación Negociable entregada. En el caso de una obligación negociable global, se realizarán los ajustes correspondientes al monto y participaciones beneficiarias en la obligación negociable global, según sea necesario.

Las Obligaciones Negociables llamadas a rescate vencen y son pagaderas al precio de rescate en la fecha de rescate (sujeto al cumplimiento de toda condición precedente incluida en la notificación de rescate, véase “*Rescate Condicional*”) y, a partir de la fecha de rescate, las Obligaciones Negociables rescatadas dejarán de devengar intereses, a menos que la Emisora incumpla en el pago del precio de rescate.



Rescate Condicional

En relación con cualquier rescate de Obligaciones Negociables, dicho rescate podrá, a criterio de la Emisora, estar sujeto a una o más condiciones precedentes, incluyendo, sin limitación, la consumación de cualquier venta de Participaciones Accionarias en la Emisora, Incurrimiento de Deuda, o adquisición, fusión por absorción o consolidación. Asimismo, si dicho rescate o notificación estuviera sujeto a la satisfacción de una o más condiciones precedentes, dicha notificación deberá indicar que, a criterio de la Emisora, la Fecha de Rescate podrá postergarse hasta que se cumplan cualesquiera y todas las condiciones mencionadas (o estas sean dispensadas por la Emisora a su exclusivo criterio). Si todas dichas condiciones no fueran cumplidas (o renunciadas por la Emisora, a su entera discreción), dicho rescate quedará anulado por la Emisora. La Emisora notificará prontamente dicha anulación a los tenedores y al Fiduciario y pondrá dicho aviso a disposición del público en su sitio web y a través de la CNV, BYMA y A3, según lo requiera la legislación o reglamentación aplicable.]

Mercado y otras compras

La Emisora y sus Subsidiarias podrán adquirir las Obligaciones Negociables a través de las disposiciones sobre rescate anteriores o por otro medio que no sea un rescate, ya sea por oferta pública de adquisición, compras en el mercado abierto, operaciones negociadas o de otra forma, de acuerdo con las leyes sobre títulos valores aplicables, en tanto dicha adquisición no se aparte de otra forma de los términos del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables.

Inexistencia de rescate obligatorio o fondo de amortización

No existirá el rescate obligatorio o pagos a un fondo de amortización para las Obligaciones Negociables.

Suspensión de ciertos compromisos

Si en cualquier momento posterior a la Fecha de Emisión y Liquidación (i) las Obligaciones Negociables tuvieran una calificación de riesgo “*Investment Grade*” (es decir, fueran consideradas inversiones) otorgada al menos por dos Sociedades Calificadoras de Riesgo y (ii) no hubiera ocurrido ni estuviera vigente ningún Incumplimiento conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables (se hará referencia a los supuestos descritos en estos puntos (i) y (ii) en forma conjunta como un “**Supuesto de Suspensión de Compromisos**”), entonces, a partir de ese día, la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas no estarán sujetas a los compromisos incluidos en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables que se enumeran específicamente en los siguientes títulos de esta “Descripción de las Obligaciones Negociables” (los “**Compromisos Suspendidos**”):

1. “—Ciertos compromisos—Limitación a la Deuda”;
2. “—Ciertos compromisos—Limitación a los Pagos Restringidos”;
3. “—Ciertos compromisos—Limitación a los Dividendos y otras Restricciones de Pago que afecten a las Subsidiarias Restringidas”;
4. “—Ciertos compromisos—Limitación a la Venta de Activos”;
5. “—Ciertos compromisos—Limitación a Operaciones con Afiliadas”; y
6. punto (a)(3) de “—Ciertos compromisos—Limitación a la Fusión por Absorción, Consolidación o Venta de

Activos”.

Durante el lapso en que estén suspendidos los Compromisos Suspendidos, la Emisora no podrá designar a ninguna Subsidiaria como una Subsidiaria No Restringida.

En el supuesto de que la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas no se encuentren sujetas a los Compromisos Suspendidos por cualquier período de tiempo como resultado de lo anterior y en cualquier fecha posterior (la “**Fecha de Reversión**”) la condición establecida en el punto (i) del primer párrafo de esta sección dejara de cumplirse, entonces la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, a partir de ese momento, nuevamente quedarán sujetas a los Compromisos Suspendidos respecto de hechos futuros.

Se hace referencia en esta descripción al período comprendido entre un Supuesto de Suspensión de Compromisos y la Fecha de Reversión como el “Período de Suspensión”. En el supuesto de dicho restablecimiento, ninguna acción u omisión de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida con relación a los Compromisos Suspendidos durante el Período de Suspensión dará origen a un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento según el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables con respecto a las Obligaciones Negociables. En cada Fecha de Reversión, toda la Deuda Incurrida o Acciones Excluidas o Acciones Preferidas emitidas, durante el Período de Suspensión serán clasificadas como Incurridas conforme al punto (b)(7) de “—Ciertos compromisos—Limitación a la Deuda”. A los fines del compromiso “—Ciertos compromisos—Limitación a la Venta de Activos”, en la Fecha de Reversión, el monto del Producido Excedente será restituido al monto de Producido Excedente existente el primer día del Período de Suspensión que finalice en dicha Fecha de Reversión.

No puede asegurarse que las Obligaciones Negociables lograrán o mantendrán una calificación de riesgo comprendida en la categoría “*Investment Grade*” de las Sociedades Calificadoras de Riesgo.

Ciertos compromisos

El Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables contiene compromisos que incluyen, entre otros, los siguientes:

Limitación a la Deuda

(a) La Emisora:

(1) no Incurrirá y no permitirá que ninguna de sus Subsidiarias Restringidas incurra en ninguna Deuda; y

(2) no Incurrirá y no permitirá que ninguna de sus Subsidiarias Restringidas incurra en Acciones Excluidas (con la excepción de Acciones Excluidas de Subsidiarias Restringidas en poder de la Emisora o una Subsidiaria Restringida, en tanto sean así mantenidas);

quedando establecido que la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida podrá Incurrir en Deuda o Acciones Excluidas si en la fecha en que lo hiciera, luego de darle efecto y de la recepción y aplicación de los fondos provenientes de ellas, (A) el Índice de Cobertura de Intereses no resultara inferior a 2,00 sobre 1,00 y (B) el Índice de Endeudamiento Neto no resultará superior a 3,50 sobre 1,00.

(b) Sin perjuicio de lo anterior, la Emisora y, en la medida establecida a continuación, cualquier Subsidiaria Restringida podrán Incurrir en la siguiente (“Deuda Permitida”):

(1) Deuda de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida hacia la Emisora o hacia cualquier Subsidiaria Restringida en tanto dicha Deuda continuara adeudándose a la Emisora o a una Subsidiaria Restringida; *quedando establecido* que

(x) si la Emisora es la parte obligada de la Deuda hacia una Subsidiaria Restringida, dicha Deuda estará expresamente subordinada al pago previo total en efectivo de todas las obligaciones con respecto a las Obligaciones Negociables; y

(y) se entenderá que (A) cualquier emisión o transferencia posterior de Capital Social o cualquier otro hecho que resulte en que dicha Deuda sea mantenida a título beneficiario por una Persona distinta de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida de la Emisora; y (B) cualquier venta u otra transferencia de dicha Deuda a una Persona distinta de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida de la Emisora, en cada caso, constituirá un Incurrimiento en dicha Deuda por la emisora de la misma;

(2) Deuda de la Emisora conforme a las Obligaciones Negociables (exceptuando Obligaciones Negociables Adicionales);

(3) Deuda de Refinanciación respecto de:

(x) Deuda (con la excepción de aquella adeudada a la Emisora o a una Subsidiaria de la Emisora) Incurrida según el párrafo (a) precedente (entendiéndose que no se Incurre ninguna Deuda pendiente de pago a la Fecha de Emisión y Liquidación en virtud de dicho párrafo (a) precedente), o

(y) Deuda Incurrida conforme a los puntos (b)(2), (3), (6) o (7);

(4) Acuerdos de Cobertura de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida celebrados en el curso habitual de los negocios a los fines de cobertura de buena fe y no con motivos especulativos;

(5) Deuda consistente en cartas de crédito, garantías bancarias, aceptaciones bancarias, recibos de almacén, o instrumentos similares (inclusive respecto de reclamos por indemnizaciones laborales, beneficios de salud, discapacidad u otros beneficios laborales o seguros patrimoniales, por accidentes o de responsabilidad civil), obligaciones por autoseguros, depósitos de clientes, garantías de cumplimiento, de oferta, de caución, de pago anticipado, por recursos de apelación y garantías similares (incluyendo, para evitar dudas, seguros de caución) y garantías de finalización, en cada caso, en el curso habitual de los negocios y por causas distintas a una obligación por dinero tomado en préstamo;

(6) Deuda Adquirida: siempre que, luego de que adquiriera vigencia, (A) la Emisora pudiera Incurrir por lo menos en U\$S1,00 de Deuda según el párrafo (a) precedente; o (B) (x) el Índice de Cobertura de Intereses fuera mayor al Índice de Cobertura de Intereses inmediatamente previo a dicha operación, y (y) el Índice de Endeudamiento Neto fuera inferior al Índice de Endeudamiento Neto inmediatamente previo a dicha operación;

(7) Deuda de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida pendiente de pago en la Fecha de Emisión y Liquidación;

(8) Deuda de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida incurrida para financiar (incluidos los honorarios y gastos de la operación relacionados) la compra, locación, construcción o mejora de bienes de uso utilizados o que

se utilizarán en el negocio de la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida (y cualquier refinanciación relacionada) por un monto total de capital pendiente de pago que, considerado conjuntamente con el monto de capital de toda otra Deuda incurrida de conformidad con este apartado (viii) y pendiente de pago en ese momento, no podrá superar el valor que sea mayor entre: (x) U\$S250 millones (o el equivalente en otras monedas) e (y) 12,5% de los Activos Totales Consolidados;

(9) Deuda que surja del pago por un banco u otra entidad financiera de un cheque, giro bancario o instrumento similar girado contra fondos insuficientes o Deuda respecto de servicios de compensación, acuerdos de compensación automática, protecciones de giro en descubierto y acuerdos similares en relación con las cuentas de depósito, en cada caso, en el curso habitual de los negocios;

(10) Garantías de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de la Deuda a incurrir por la Emisora u otra Subsidiaria Restringida de conformidad con este compromiso; quedando establecido que, si la Deuda que se está garantizando es Deuda Subordinada, entonces su respectiva Garantía estará subordinada al pago de las Obligaciones Negociables;

(11) Deuda Altamente Subordinada;

(12) Endeudamiento de la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas por un monto de capital total pendiente de pago en cualquier momento que no supere dos veces el producido neto en efectivo recibido por la Compañía luego de la Fecha de Emisión y Liquidación originado en la emisión de Capital Social (que no sean Acciones Descalificadas) o cualquier Deuda Altamente Subordinada; quedando establecido que (1) el producido neto en efectivo procedente del Incurrimiento de dicho Endeudamiento, la emisión de Capital Social (que no sean Acciones Descalificadas) y la Deuda Altamente Subordinada se utilice a los fines de financiar el desarrollo de proyectos de Negocios Relacionados; (2) después de dar efecto a dicho incurrimiento, la Emisora se encuentre en cumplimiento del Índice de Cobertura de Intereses descrito en el párrafo (a) arriba y (3) dicho producido no se encontrará disponible para efectuar Pagos Restringidos bajo certiff—Limitación a los Pagos Restringidos”, en tanto dicho Endeudamiento relacionado en virtud de este inciso (12) permanezca pendiente de pago

(13) Deuda de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida Incurrida en la Fecha de Emisión y Liquidación o con posterioridad no permitida de otro modo por un monto de capital total en cualquier momento pendiente de cancelación que no exceda la cifra que resulte superior entre (i) U\$S250 millones (o el equivalente en otras monedas) y (ii) el 12,5% de los Activos Tangibles Netos Consolidados.

(c) Sin perjuicio de cualquier otra disposición de este compromiso, a los fines de determinar el cumplimiento de este compromiso, no se considerará que los aumentos de Deuda debidos únicamente a fluctuaciones en los tipos de cambio de monedas superan el monto máximo que la Emisora o una Subsidiaria Restringida puede Incurrir conforme a este compromiso. A los fines de determinar el cumplimiento de cualquier restricción denominada en dólares estadounidenses respecto del Incurrimiento de Deuda, el monto de capital equivalente a dólares estadounidenses de Deuda denominada en cualquier otra moneda será calculado en base al tipo de cambio de la moneda pertinente vigente en la fecha en que dicha Deuda fue Incurrida; quedando establecido que, si dicha Deuda fuera Incurrida para Refinanciar otra Deuda denominada en cualquier otra moneda, y dicha Refinanciación originara que se excediera la restricción denominada en dólares estadounidenses aplicable de ser calculada al tipo de cambio pertinente vigente en la fecha de dicha Refinanciación, no se considerará que ha sido excedida dicha restricción en dólares estadounidenses en tanto el monto de capital de dicha Deuda de Refinanciación no supere el monto de capital de

dicha Deuda que se Refinancia. El monto de capital de cualquier Deuda Incurrida para Refinanciar otra Deuda, de ser Incurrida en una moneda diferente de la Deuda que se Refinancia, deberá ser calculado al tipo de cambio aplicable a las monedas en que se denomine dicha Deuda respectiva que está vigente en la fecha de dicha Refinanciación.

(d) En el supuesto de que un rubro de Deuda cumpla el criterio de más de uno de los tipos de Deuda descriptos en este compromiso, la Emisora, a su exclusivo criterio, clasificará dicho rubro de Deuda y solamente se requerirá que incluya el monto y tipo de dicha Deuda en una de dichas cláusulas y la Emisora estará facultada para dividir y clasificar un rubro de Deuda en más de uno de los tipos de Deuda descriptos en este compromiso y podrá cambiar la clasificación de un rubro de Deuda (o cualquier porción de ella) a cualquier otro tipo de Deuda descripto en este compromiso en cualquier momento.

(e) A los fines de determinar el cumplimiento de este compromiso y el monto de capital pendiente de cualquier Deuda en particular Incurrida conforme y en cumplimiento de este compromiso:

(i) el monto de capital pendiente de cualquier rubro de Deuda será computado únicamente una vez;

(ii) el monto de Deuda emitida a un precio que sea inferior a su monto de capital será equivalente al monto del pasivo respecto de ella determinado de acuerdo con las NIIF;

(iii) las Garantías de Deuda u obligaciones respecto de cartas de crédito o instrumentos similares relativos a Deuda, que de otro modo estén incluidas en la determinación de un monto particular de Deuda, no serán incluidas; y

(iv) los intereses que se devenguen, la acumulación o amortización del descuento de la emisión original, el pago de los intereses programados regularmente en forma de deuda adicional del mismo instrumento o el pago de los dividendos programados regularmente por Acciones Excluidas en forma de Acciones Excluidas adicionales bajo los mismos términos y condiciones no constituirán Deuda Incurrida a los efectos de este compromiso; quedando establecido que dicha deuda adicional pendiente de pago o Acciones Excluidas pagadas con respecto a Deuda Incurrida serán computadas como Deuda pendiente de pago a los fines de cualquier Incurrimiento futuro en virtud de dicha disposición.

Limitación a los Pagos Restringidos

(a) La Emisora no realizará, y no permitirá que ninguna Subsidiaria Restringida realice, directa o indirectamente, ninguno de los siguientes actos (se hará referencia a los pagos y otros actos descriptos en los siguientes puntos, en forma conjunta, como los “Pagos Restringidos”):

(1) declarar o pagar cualquier dividendo o realizar cualquier distribución (sea en efectivo, títulos valores u otros bienes) sobre las Participaciones Accionarias de la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas, con las siguientes excepciones:

(A) dividendos o distribuciones pagaderas en Participaciones Accionarias Calificadas de la Emisora;

(B) dividendos o distribuciones pagaderas a la Emisora y/o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas; o

(C) dividendos o distribuciones realizadas a prorrata a la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, por una parte, y tenedores minoritarios de Participaciones Accionarias de una Subsidiaria Restringida, por la otra (o sobre una base inferior al prorrato a cualquier tenedor minoritario);

(2) comprar, rescatar o de otra forma adquirir o retirar a título oneroso Participaciones Accionarias de la Emisora o de cualquier sociedad controlante directa o indirecta de la Emisora mantenidas por Personas que no sean la Emisora o alguna de sus Subsidiarias Restringidas, excepto en canje por Participaciones Accionarias de la Emisora (salvo Participaciones Accionarias Excluidas);

(3) amortizar, rescatar, recomprar, cancelar o de otro modo adquirir o retirar a título oneroso o realizar algún pago sobre cualquier Deuda Subordinada o respecto de ella (con la excepción de Deuda Subordinada de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida con el alcance permitido en el punto (b)(1) de la definición de “Deuda Permitida”) exceptuando un pago de intereses o capital al Vencimiento Declarado; o

(4) realizar cualquier Inversión que no sea una Inversión Permitida;

salvo que, en el momento del Pago Restringido propuesto, e inmediatamente luego de darle efecto:

(i) no hubiera ocurrido ni subsistiese ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento; y

(ii) la Emisora pudiera Incurrir como mínimo U\$S1,00 de Deuda bajo el apartado (a) bajo “—Limitación de Deuda”.

Se entenderá que el monto desembolsado en cualquier Pago Restringido, de no ser en efectivo, es el valor de mercado razonable de los activos no monetarios respectivos, determinado de buena fe por el Directorio de la Emisora, cuya determinación será concluyente y estará evidenciada por una Resolución del Directorio de la Emisora.

(b) Lo mencionado precedentemente no prohibirá:

(1) el pago de cualquier dividendo dentro de los 60 días luego de la fecha de su declaración si, en la fecha de declaración, dicho pago cumpliera con las disposiciones de este compromiso;

(2) la amortización, rescate, recompra, cancelación u otra adquisición o retiro a título oneroso de Deuda Subordinada con fondos provenientes de Deuda de Refinanciación o en canje de Deuda de Refinanciación;

(3) (i) la compra, rescate u otra adquisición o retiro a título oneroso de Participaciones Accionarias de la Emisora, (ii) la amortización, rescate, recompra, cancelación u otra adquisición o retiro de Deuda Subordinada de la Emisora o (iii) cualquier Inversión, en cada caso realizada en canje de, o con los fondos provenientes de una oferta o colocación sustancialmente simultánea de, Participaciones Accionarias Calificadas de la Emisora o cualquier Afiliada de la Emisora (en la medida que sea aportada al Capital Social de la Emisora en forma de Participaciones Accionarias Calificadas);

(4) la amortización, rescate, recompra, cancelación u otra adquisición o retiro de Deuda Subordinada (incluyendo la Deuda Altamente Subordinada) incurrida después de la Fecha de Emisión y Liquidación, realizada en canje de o con los fondos provenientes de Deuda Incurrida en forma sustancialmente simultánea distinta de la Deuda Subordinada si, después de dar efecto a dicho Incurrimiento, la Emisora pudiera Incurrir como mínimo en U\$S1,00 de Deuda bajo el apartado (a) del título “—Limitación de deuda”, ajustado, a tal fin, para reflejar un Índice de Endeudamiento Neto

no mayor a 2,00 sobre 1,00; quedando establecido que el monto de capital total máximo de Deuda Subordinada amortizado, rescatado, recomprado, cancelado o adquirido o retirado de otra forma de acuerdo con este punto (4) no podrá superar la suma de U\$S50 millones;

(5) la amortización, rescate, recompra, cancelación u otra adquisición o retiro a título oneroso de Deuda Subordinada a un precio de compra no superior a (x) 101% de su valor nominal en el supuesto de un cambio de control conforme a una disposición no más favorable para sus tenedores que aquella contenida en “—Recompra de Obligaciones Negociables luego de un Cambio de Control Evento de Recompra” o (y) 100% de su valor nominal en el supuesto de una venta de activos conforme a una disposición no más favorable para sus tenedores que aquella contenida en “—Limitación a la Venta de Activos”, siempre que, en cada caso, la Emisora haya cumplido o esté cumpliendo simultáneamente con las disposiciones contenidas en “—Recompra de Obligaciones Negociables luego de un Cambio de Control Evento de Recompra” y “—Limitación a la Venta de Activos”, según corresponda;

(6) recompras por parte de la Emisora de su Capital Social u opciones, *warrants* u otros títulos valores ejercitables o convertibles en Capital Social de sus empleados o directores o sus representantes autorizados en ocasión del fallecimiento, la discapacidad o rescisión de la relación laboral o el mandato de los empleados o directores, o el Capital Social recomprado en el mercado abierto para liquidar con acciones la remuneración basada en acciones otorgadas a los empleados o directores de la Compañía o sus Subsidiarias en el giro habitual del negocio; o

(7) Pagos Restringidos por un monto total que, al considerarse en conjunto con todos los Pagos Restringidos realizados de conformidad con este apartado (7) no podrá superar en cualquier ejercicio económico el 10,0% del Resultado Neto Consolidado del ejercicio económico anterior; quedando establecido que los montos no utilizados en cualquier ejercicio económico podrán trasladarse al siguiente ejercicio económico.

sujeto a que, en el caso de los puntos (3), (4), (5) y (7), no hubiera ocurrido ni estuviera vigente ningún Incumplimiento u ocurriera con motivo de ello.

(c) A los fines de determinar el cumplimiento de este compromiso, si un Pago Restringido permitido conforme a este compromiso o si una Inversión Permitida cumplieran el criterio de más de una de las categorías de Pago Restringido descriptas en las cláusulas (1) a (7) del apartado (b) anterior o de una o más de las cláusulas de la definición de Inversiones Permitidas, según el caso, se permitirá que la Emisora clasifique dicho Pago Restringido o Inversión Permitida en la fecha en que se realice o que reclasifique posteriormente la totalidad o una parte de dicho Pago Restringido o Inversión Permitida, de forma que cumpla con este compromiso, y dicho Pago Restringido o Inversión Permitida será considerada realizada conforme a únicamente uno de dichos puntos de este compromiso o de la definición de Inversiones Permitidas, según el caso. A los fines del cumplimiento del compromiso, el monto de cualquier Inversión será el monto efectivamente invertido, sin ajuste en función de aumentos o disminuciones posteriores en el valor de dicha Inversión, menos cualquier monto pagado, amortizado, devuelto, distribuido o de otro modo recibido en efectivo respecto de dicha Inversión.

Prohibición de estratificación

La Emisora no Incurrirá, ni tampoco permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas Incurra, en Deuda que esté subordinada en cuanto al derecho de pago a otra Deuda de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida, salvo que dicha Deuda se encuentre también subordinada en cuanto al derecho de pago a las Obligaciones Negociables en sustancialmente los mismos términos. Ello no se aplica a distinciones entre categorías de Deuda que

existan como consecuencia de Gravámenes o Garantías constituidos sobre algunas de dichas Deudas pero no de otras.

Limitación a Gravámenes

La Emisora no Incurrirá ni permitirá la existencia, directa o indirectamente, de Gravámenes (excepto Gravámenes Permitidos) de ningún tipo sobre ninguno de sus bienes o activos (incluido el Capital Social de una Subsidiaria Restringida), tanto de su propiedad en la Fecha de Emisión y Liquidación como posteriormente adquiridos, para garantizar cualquier Deuda sin disponer efectivamente que las Obligaciones Negociables estén garantizadas en forma igual y proporcional con (o, si la Deuda a ser garantizada por dicho Gravamen se encontrara subordinada en cuanto al derecho de pago a las Obligaciones Negociables, con preferencia sobre) la Deuda así garantizada, en tanto dicha Deuda esté así garantizada.

Limitación a dividendos y otras restricciones de pago que afecten a las Subsidiarias Restringidas

(a) Con excepción de lo establecido en el párrafo (b) a continuación, la Emisora no realizará ninguno de los siguientes actos, y no permitirá que así lo haga ninguna Subsidiaria Restringida: constituir ni de otro modo disponer ni consentir la existencia o vigencia de ningún gravamen o restricción consensual de ningún tipo sobre la capacidad de cualquier Subsidiaria Restringida de:

(1) declarar o pagar dividendos o realizar otras distribuciones sobre Participaciones Accionarias de una Subsidiaria Restringida de titularidad de la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida, ni respecto de ellas;

(2) pagar alguna Deuda u otra obligación adeudada a la Emisora o a cualquier otra Subsidiaria Restringida;

(3) otorgar préstamos o efectuar anticipos o Garantizar alguna Deuda u otras obligaciones de la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida, o realizar alguna Inversión en ellas; o

(4) transferir cualquiera de sus bienes o activos a la Emisora o a cualquier otra Subsidiaria Restringida.

(b) Las disposiciones del párrafo (a) no serán de aplicación a gravámenes o restricciones:

(1) existentes conforme a acuerdos o con motivo de acuerdos vigentes en la Fecha de Emisión y Liquidación, y las enmiendas, modificaciones, reordenamientos, prórrogas, renovaciones, reemplazos o Refinanciaciones de cualquiera de ellos; siempre que los gravámenes y restricciones en las enmiendas, modificaciones, reordenamientos, prórrogas, renovaciones, reemplazos o Refinanciaciones sean, tomados en conjunto, a criterio de buena fe de la Emisora, no menos favorables en cualquier aspecto sustancial para los tenedores de Obligaciones Negociables que los gravámenes o restricciones que se enmiendan, modifican, reordenan, prorrogan, renuevan, reemplazan o Refinancian;

(2) existentes conforme o con motivo de la ley, norma, regulación u orden aplicable;

(3) existentes:

(A) respecto de cualquier Persona, o los bienes o activos de cualquier Persona, al momento que la Persona sea adquirida por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, o

(B) respecto de cualquier Subsidiaria No Restringida al momento en que sea designada o se considere que pasó a ser una Subsidiaria Restringida,

en tanto dichos gravámenes o restricciones (i) no sean aplicables a ninguna otra Persona o a los bienes o activos de ninguna otra Persona y (ii) no fueran constituidos en anticipación de dicho supuesto y las enmiendas, modificaciones, reordenamientos, prórrogas, renovaciones, reemplazos o Refinanciaciones de cualquiera de los precedentes, siempre que los gravámenes y restricciones en la enmienda, modificación, reordenamiento, prórroga, renovación, reemplazo o Refinanciación sean, tomados en conjunto, a criterio de buena fe de la Emisora, no menos favorables en cualquier aspecto sustancial para los tenedores de Obligaciones Negociables que los gravámenes o restricciones que se enmiendan, modifican, reordenan, prorrogan, renuevan, reemplazan o Refinancian;

(4) del tipo descrito en el punto (a) que surgieran o fueran acordados en el curso habitual de los negocios (i) que restrinjan de forma habitual la sublocación, cesión o transferencia de cualquier bien o activo que se encuentre sujeto a un alquiler, licencia, traspaso o contrato similar, incluso respecto de propiedad intelectual, (ii) que restrinjan de forma habitual, conforme a las disposiciones de acuerdos para la constitución de sociedades colectivas, documentos constitutivos de sociedades de responsabilidad limitada, acuerdos de joint venture y otros contratos similares, la transferencia de participaciones o activos de dichas sociedades colectivas, sociedades de responsabilidad limitada, joint ventures o Persona similar (en cada caso, relacionada únicamente con la respectiva sociedad colectiva, sociedad de responsabilidad limitada, joint venture o Persona similar) o (iii) en virtud de cualquier Gravamen permitido bajo el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables respecto de cualquier bien o activo de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida;

(5) con respecto a una Subsidiaria Restringida e impuestos conforme a un acuerdo que haya sido celebrado para la venta o disposición de la totalidad o sustancialmente la totalidad del Capital Social o bienes y activos de la Subsidiaria Restringida que esté permitida en “—Limitación a la Venta de Activos”;

(6) contenidos en los términos que rigen cualquier Deuda que se pueda Incurrir si (según lo determinado de buena fe por el Directorio de la Emisora) (i) los gravámenes o restricciones fueran ordinarios y habituales para una financiación de ese tipo y (ii) los gravámenes o restricciones no afectaran, al momento acordado, en forma razonablemente previsible y significativamente adversa la capacidad de la Emisora de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables;

(7) requeridos conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables;

(8) contenidos en los términos de cualquier instrumento que rija Deuda Adquirida no Incurrida en relación con o previendo o contemplando la adquisición, fusión por absorción o consolidación respectiva, en tanto dicho gravamen o restricción no sea aplicable a ninguna Persona ni a los bienes o activos de ninguna Persona, distinta de la Persona o los bienes o activos de la Persona adquirida de tal forma, y

cualquier enmienda, modificación, reordenamiento, prórroga, renovación, reemplazo o Refinanciación de cualquiera de dichos instrumentos; siempre que los gravámenes y restricciones de la enmienda, modificación, reordenamiento, prórroga, renovación, reemplazo o Refinanciación sean, considerados en conjunto, a criterio de buena fe de la Emisora, no menos favorables en cualquiera aspecto esencial para los tenedores de Obligaciones Negociables que los gravámenes o restricciones que se enmiendan, modifican, reordenan, prorrogan, renuevan, reemplazan o Refinancian;

(9) restricciones existentes bajo o creadas por un contrato (incluyendo cualquier modificación, reforma, reordenamiento o suplemento del mismo) en relación con Deuda Incurrida en relación con una Subsidiaria para Financiación de Proyectos; y

(10) restricciones respecto de una Subsidiaria Restringida de la Emisora impuestas de conformidad con un contrato vinculante celebrado para la venta o enajenación de Capital Social o activos de dicha Subsidiaria Restringida.

Garantes Futuros

La Emisora no permitirá que ninguna de sus Subsidiarias Restringidas Garantice ninguna Deuda de la Emisora por un valor mayor a U\$S10 millones (o su equivalente en otras monedas) a menos que dicha Subsidiaria Restringida (en adelante, un “Garante de las Obligaciones Negociables”) brinde, dentro de los 30 días de tal Incurrimiento, una Garantía de todas las obligaciones de la Emisora bajo el Contrato de Fideicomiso y las Obligaciones Negociables (una “Garantía de las Obligaciones Negociables”) mediante la celebración y otorgamiento al Fiduciario de un contrato de fideicomiso suplementario, debiendo la Garantía de las Obligaciones Negociables ser de rango mayor o igual en cuanto a su derecho de pago que la Garantía de dichas Subsidiarias Restringidas por la Deuda de la Emisora.

Las Garantías de las Obligaciones Negociables quedarán automática e incondicionalmente liberadas al producirse cualquiera de los siguientes acontecimientos (tras lo cual se extinguirán, quedarán desafectadas y perderán validez y efecto):

- (1) la venta, cesión, transferencia, transmisión u otra enajenación (incluso mediante fusión propiamente dicha o absorción) del Garante de las Obligaciones Negociables aplicable, o la venta o enajenación de todos o sustancialmente todos los activos del Garante de las Obligaciones Negociables aplicable a una Persona que no sea la Emisora o una de sus Subsidiarias Restringidas, en la medida que dicha venta o enajenación estuviera permitida en virtud del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables;
- (2) la Designación conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables del Garante de las Obligaciones Negociables aplicable como Subsidiaria No Restringida, o el hecho de que el Garante de las Obligaciones Negociables aplicable deje de revestir la condición de Subsidiaria Restringida en virtud del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables;
- (3) la extinción legal de las Obligaciones Negociables del modo previsto en “—Extinción Legal y Liberación de Compromiso”; o
- (4) la satisfacción y cancelación del Contrato de Compromiso del modo previsto en “Satisfacción y Cancelación”; o

(5) la cancelación o liberación de todas las Garantías de esa Subsidiaria que requeriría a dicha Subsidiaria proveer dicha Garantía de las Obligaciones Negociables en virtud del compromiso en cuestión, salvo que la cancelación o liberación sea producto o consecuencia de un pago bajo dicha Garantía de las Obligaciones Negociables.

Al suscitarse cualquier acontecimiento que dé lugar a la liberación de una Garantía de las Obligaciones Negociables del modo previsto más arriba, el Fiduciario, al recibir un Certificado de Funcionarios de la Emisora y un Dictamen Legal que indiquen, respectivamente, que se han cumplido todos los prerequisites para que se produzca dicha liberación, procederá, a costo de la Emisora, a formalizar todo documento razonablemente necesario para acreditar o dar efecto a la liberación y desafectación de dicha Garantía de las Obligaciones Negociables.

Recompra de Obligaciones Negociables luego de un Cambio de Control. Evento de Recompra.

Luego de un Supuesto de Recompra por Cambio de Control, cada tenedor tendrá el derecho a requerir que la Emisora compre la totalidad o una parte (en denominaciones mínimas de U\$S1.000 de monto de capital y en múltiplos enteros de U\$S1.000 para denominaciones superiores a esa cifra) de las Obligaciones Negociables del tenedor a un precio de compra (el “**Pago por Cambio de Control**”) equivalente a 101% de su valor nominal *más* intereses devengados e impagos (incluidos Montos Adicionales, si hubiera) sobre ellas hasta la Fecha de Pago por Cambio de Control exclusive.

Dentro de los 30 días siguientes a cualquier Supuesto de Recompra por Cambio de Control, la Emisora deberá enviar una notificación a cada tenedor registral, con una copia al Fiduciario, conforme se describe en “—Notificaciones” más adelante, ofreciendo comprar las Obligaciones Negociables según lo descrito anteriormente (una “**Oferta por Cambio de Control**”). La Oferta por Cambio de Control incluirá, entre otras cuestiones, la fecha de compra, que deberá ser entre los 15 y los 60 días contados a partir de la fecha del envío de la notificación, salvo según lo requerido por ley (la “**Fecha de Pago por Cambio de Control**”). La Oferta por Cambio de Control también incluirá instrucciones y materiales necesarios como para posibilitar a los tenedores presentar Obligaciones Negociables conforme a la oferta.

El Día Hábil inmediatamente anterior a la Fecha de Pago por Cambio de Control, la Emisora, en tanto fuera lícito, depositará en el agente de pago fondos por un monto equivalente al Pago por Cambio de Control respecto de todas las Obligaciones Negociables o partes de ellas así ofrecidas.

En la Fecha de Pago por Cambio de Control, la Emisora, en tanto fuera lícito:

1. aceptará para el pago todas las Obligaciones Negociables o partes de ellas correctamente presentadas en la oferta y no retiradas conforme a la Oferta por Cambio de Control; y
2. entregará o dispondrá que se entreguen al Fiduciario las Obligaciones Negociables aceptadas de esa forma, junto con un Certificado de Funcionarios indicando el monto de capital total de las Obligaciones Negociables o partes de éstas compradas por la Emisora.

Si se comprara únicamente una parte de una Obligación Negociable certificada conforme a una Oferta por Cambio de Control, se emitirá una nueva Obligación Negociable certificada con un valor nominal igual a la porción no adquirida a nombre de su tenedor luego de la cancelación de la Obligación Negociable certificada original (o se realizarán los ajustes correspondientes al monto y participaciones beneficiarias en una obligación negociable global,



según corresponda). Las Obligaciones Negociables (o las partes de ellas) compradas conforme a una Oferta por Cambio de Control serán canceladas y los intereses sobre las Obligaciones Negociables compradas dejarán de devengarse en la fecha de compra y a partir de ese momento (a menos que la Emisora incumpla en el pago del Pago por Cambio de Control.

La Emisora cumplirá con la Norma 14e-1 de la Ley de Mercados de Valores Estadounidense y otras leyes y regulaciones sobre títulos valores aplicables en relación con la compra de Obligaciones Negociables mediante una Oferta por Cambio de Control, y los procedimientos anteriores se considerarán modificados según sea necesario para permitir dicho cumplimiento.

No se requerirá que la Emisora realice una Oferta por Cambio de Control en ocasión de un Supuesto de Recompra por Cambio de Control si un tercero realizara la Oferta por Cambio de Control después de un Cambio de Control en la forma, en las oportunidades y de otro modo en cumplimiento de los requisitos establecidos en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables aplicable a una Oferta por Cambio de Control luego de un Cambio de Control Evento de Recompra efectuado por la Emisora y si dicha Persona comprara todas las Obligaciones Negociables debidamente presentadas y no retiradas en el marco de la Oferta por Cambio de Control o (2) si hubiese cursado notificación de rescate de todas las Obligaciones Negociables en circulación de conformidad con el Contrato de Fideicomiso conforme se describe bajo el título “—Rescate Optativo—Rescate Optativo con Prima Compensatoria”, “—Rescate Optativo sin Prima Compensatoria”, “—Rescate Optativo con Fondos provenientes de Oferta de Acciones”, “—Rescate Optativo por Cuestiones Impositivas”, a menos y hasta tanto existiera un incumplimiento en el pago del precio de rescate aplicable.

Limitación a la Venta de Activos

La Emisora no completará y no permitirá que ninguna Subsidiaria Restringida complete ninguna Venta de Activos salvo que se cumplan las siguientes condiciones:

(1) la Emisora (o dicha Subsidiaria Restringida, según el caso) reciban una contraprestación al momento de dicha Venta de Activos por lo menos igual al valor de mercado razonable de los activos o Participaciones Accionarias emitidas o vendidas o enajenadas de otra forma, según lo determinado de buena fe por el Directorio de la Emisora;

(2) por lo menos el 75% de la contraprestación consista en fondos en efectivo o Equivalentes de Efectivo o Activos Adicionales o cualquier combinación de lo anterior recibidos al cierre. A los fines de este punto (2), lo siguiente será considerado fondos en efectivo:

(A) cualquier pasivo de la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida (con la excepción de Deuda Subordinada) que sea asumido por el cesionario de dichos activos conforme a un acuerdo de novación habitual u otro acuerdo que libere a la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida de toda responsabilidad ulterior; y

(B) títulos de deuda, obligaciones negociables u otras obligaciones recibidas por la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida de dicho cesionario que, dentro de los 180 días después de la realización de la Venta de Activos, sean convertidos por la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida en efectivo o Equivalentes de Efectivo, pero únicamente en la medida del efectivo o Equivalentes

de Efectivo realmente recibidos en esa conversión; y

- (C) todos los instrumentos (incluidos, para evitar dudas, pagarés, inversiones en el mercado monetario, valores negociables, cheques y cheques de pago diferido) emitidos por cualquier persona que, según sus condiciones, sean pagaderos o puedan exigirse su pago en efectivo en un plazo de seis meses a partir de su emisión.

1. dentro de los 365 días después de la recepción de los Fondos en Efectivo Netos de una Venta de Activos, los Fondos en Efectivo Netos puedan ser utilizados:

- a) para amortizar Deuda (exceptuando Participaciones Accionarias Excluidas o Deuda Subordinada) de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida (y, en el caso de un crédito renovable, para reducir en forma permanente el compromiso en virtud de sus términos en dicho monto) en cada caso adeudada a una Persona que no sea la Emisora o una Subsidiaria Restringida,
- b) para comprar o invertir en Activos Adicionales,
- c) para realizar inversiones de capital en Negocios Permitidos, o
- d) para cualquier combinación de las opciones anteriores;

quedando establecido que se considerará que la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas han cumplido con las disposiciones descriptas en el punto (B) o (C) de este apartado (3) si y en la medida en que, dentro de los 365 días posteriores a la Venta de Activos que generó los Fondos en Efectivo Netos, la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida, según corresponda, haya celebrado y no haya rechazado o desistido de un acuerdo vinculante por el que se comprometa a efectuar una inversión de conformidad con la disposición descripta en los puntos (B) o (C) de este apartado (3), y siempre que la inversión sea, luego de ello, completada dentro de los 180 días posteriores a la finalización del período de 365 días; y

1. los Fondos en Efectivo Netos de una Venta de Activos no aplicados conforme al punto (3) dentro de los 365 días de la Venta de Activos (y los 180 días adicionales, de ser aplicables) constituirán "Producido Excedente". El Producido Excedente inferior a U\$S30 millones (o el equivalente en otras monedas) será trasladado a ejercicios futuros y acumulado. Cuando el Producido Excedente acumulado sea igual o superior a dicho monto, la Emisora, dentro de los 30 días, deberá realizar una oferta para comprar (la "**Oferta por Venta de Activos**") Obligaciones Negociables por un valor nominal equivalente a:

- a) el Producido Excedente acumulado, multiplicado por
- b) una fracción (x) cuyo numerador sea equivalente al valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables e (y) cuyo denominador sea equivalente al valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables y toda la Deuda *pari passu* que, del mismo modo, deba ser amortizada, rescatada u ofrecida en relación con la Venta de Activos, redondeado hacia abajo a la cifra más cercana a U\$S1.000. El precio de compra (el "**Pago por Venta de Activos**") por las Obligaciones Negociables será el 100% del monto de capital *más* intereses devengados e impagos hasta, pero excluyendo, la fecha de la compra.

Cada notificación de una Oferta por Venta de Activos deberá ser enviada a cada tenedor registral, con copia al Fiduciario, ofreciendo comprar las Obligaciones Negociables según lo descrito en “—Notificaciones” más adelante. La Oferta por Venta de Activos incluirá, entre otras cuestiones, la fecha de compra, que deberá ser entre los 15 y los 60 días contados a partir de la fecha de envío de la notificación, salvo según lo requerido por ley (la “**Fecha de Pago por Venta de Activos**”). La Oferta por Venta de Activos también incluirá instrucciones y materiales necesarios como para posibilitar a los tenedores presentar Obligaciones Negociables conforme a la oferta.

El Día Hábil inmediatamente anterior a la Fecha de Pago por Venta de Activos, la Emisora, en tanto fuera lícito, depositará en el agente de pago fondos por un monto equivalente al Pago por Venta de Activos respecto de todas las Obligaciones Negociables o partes de ellas así ofrecidas.

En la Fecha de Pago por Venta de Activos, la Emisora, en tanto fuera lícito:

1. aceptará para el pago todas las Obligaciones Negociables o partes de ellas correctamente presentadas en la oferta y no retiradas conforme a la Oferta por Venta de Activos; y
2. entregará o dispondrá que se entreguen al Fiduciario, las Obligaciones Negociables aceptadas de esa forma, junto con un Certificado de Funcionarios indicando el monto de capital total de las Obligaciones Negociables o partes de éstas compradas por la Emisora.

Si la Oferta por Venta de Activos fuera por menos de la totalidad de las Obligaciones Negociables en circulación y se presentaran Obligaciones Negociables por un valor nominal total superior al monto de la compra y no fueran retiradas en los términos de la oferta, la Emisora comprará Obligaciones Negociables por un monto de capital total equivalente al monto de la compra sobre una base proporcional, con ajustes de modo que únicamente se compren Obligaciones Negociables por múltiplos de U\$S1.000 de valor nominal, *quedando establecido* que el monto de capital de la Obligación Negociable de dicho tenedor oferente no podrá ser inferior a U\$S1.000. Luego de la finalización de la Oferta por Venta de Activos, el Producido Excedente será restablecido en cero y todo Producido Excedente remanente después de la realización de la Oferta por Venta de Activos podrá ser utilizado para cualquier fin que no estuviera de otro modo prohibido por el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables.

La Emisora cumplirá con la Norma 14e-1 de la Ley de Mercados de Valores Estadounidense y otras leyes y regulaciones sobre títulos valores aplicables en relación con la compra de Obligaciones Negociables mediante una Oferta por Venta de Activos, y los procedimientos anteriores se considerarán modificados según sea necesario para permitir dicho cumplimiento.

Si en cualquier momento cualquier Contraprestación No Monetaria recibida por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, según el caso, en relación con cualquier Venta de Activos, fuera convertida o vendida o de otro modo se hiciera disposición de ella a cambio de fondos en efectivo (excepto intereses recibidos respecto de cualquier Contraprestación No Monetaria) se considerará que la conversión o disposición constituye una Venta de Activos en virtud del presente y los fondos netos en efectivo derivados de la misma se aplicarán de conformidad con este compromiso dentro de los 365 días de la conversión o disposición.

No se requerirá que la Emisora realice una Oferta por Venta de Activos luego de una Venta de Activos si una Subsidiaria Restringida o un tercero la realizara en la forma, en las oportunidades y de otro modo en cumplimiento de los requisitos establecidos en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables aplicables a una Oferta



por Venta de Activos luego de una Venta de Activos realizada por la Emisora y si dicha Persona comprara las Obligaciones Negociables válidamente presentadas y no retiradas según dicha Oferta por Venta de Activos (queda entendido que si dicha Oferta por Venta de Activos es inferior al total de los Pagarés en circulación y se presentan Pagarés por un importe principal total superior al importe de compra y no se retiran de conformidad con la oferta, dicha Persona comprará Pagarés por un importe principal total equivalente al importe de compra de forma prorrateada).

Limitación a operaciones con Afiliadas

- a) La Emisora no celebrará, renovará ni prorrogará, y no permitirá que ninguna Subsidiaria Restringida celebre, renueve o prorrogue, directa o indirectamente, ninguna operación (incluso la compra, venta, locación o permuta de bienes o activos o la prestación de ningún servicio) con ninguna Afiliada de la Emisora (y cada, una “**Operación con una Parte Relacionada**”), salvo en términos justos y razonables no menos favorables para la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida que aquéllos que podrían obtenerse en una operación comparable entre partes independientes con una Persona que no fuera una Afiliada de la Emisora.
- b) Antes de celebrar cualquier Operación con una Parte Relacionada o una serie de Operaciones con Partes Relacionadas que involucren pagos efectuados en o con posterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación, o transferencias de bienes o servicios provistos en o con posterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación, (1) por un valor total de más de U\$S20 millones (o el equivalente en otras monedas) en cualquier ejercicio económico, los términos de dicha Operación con Partes Relacionadas serán aprobados por la mayoría de los miembros del Directorio de la Emisora (incluso una mayoría del Directorio de la Emisora que sean directores desinteresados respecto de dicha Operación con Partes Relacionadas), cuya aprobación deberá acreditarse mediante una Resolución del Directorio de la Emisora donde conste que el Directorio de la Emisora ha determinado que dicha operación cumple con las disposiciones precedentes, (2) y por un valor total de más de U\$S50 millones (o el equivalente en otras monedas) en cualquier ejercicio económico, la Emisora deberá obtener y entregar al Fiduciario una opinión favorable por escrito emitida por un Asesor Financiero Independiente de reconocido prestigio a nivel nacional (en la jurisdicción pertinente) en cuanto a la razonabilidad de la Operación con Partes Relacionadas para la Emisora y las Subsidiarias Restringidas pertinentes (si hubiera) desde un punto de vista financiero.
- c) Los párrafos precedentes (a) y (b) no serán de aplicación a:
 - 1) ninguna operación entre la Emisora y cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas o entre Subsidiarias Restringidas de la Emisora;
 - 2) ninguna operación celebrada en el curso habitual de los negocios entre la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida y cualquier *joint venture* o entidad similar, si dicha operación constituiría una Operación con Partes Relacionadas solamente en razón de que la Emisora o una Subsidiaria Restringida tuvieran una Participación Accionaria en o de otra forma controlaran dicho *joint venture* o entidad similar; *siempre que* a juicio razonable del Directorio de la Emisora dichas operaciones contengan términos que no sean sustancialmente menos favorables, en conjunto, que los que podrían haberse obtenido razonablemente al momento de dicha operación en una operación similar celebrada con una Persona que no sea Afiliada de la Emisora;



- 3) Pagos Restringidos permitidos bajo “—Ciertos compromisos—Limitación a los Pagos Restringidos”;
- 4) pagos de honorarios, remuneraciones y reembolsos de gastos razonables a funcionarios, directores, empleados, consultores o agentes de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, e indemnizaciones o seguros provistos en su representación;
- 5) ninguna emisión o venta de Participaciones Accionarias u otros títulos, u otros pagos, premios o asignaciones en efectivo, títulos u otros conforme a contratos de trabajo, consultoría, convenios colectivos de trabajo o planes, programas, acuerdos o convenios de beneficios, fideicomiso relacionado u otro acuerdo similar y otros acuerdos de retribución, planes de acciones restringidas, de incentivos a largo plazo, de derechos de valoración de acciones, de participación o planes similares de beneficios para empleados o planes de consultores (incluyendo planes, programas o acuerdos de valoración, salud, seguro, remuneración diferida, indemnización por despido, retiro, ahorros o similares) y/o indemnidades otorgadas en representación de funcionarios, empleados, directores o asesores aprobadas por el Directorio de la Emisora, o la financiación, celebración o mantenimiento de cualquiera de ellos, en cada caso, en el curso habitual de los negocios;
- 6) préstamos o anticipos, o Garantías respecto de préstamos o anticipos, otorgados a directores, funcionarios, empleados o asesores de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (A) para gastos de viaje, representación o traslado incurridos en el curso habitual de los negocios, (B) para gastos de traslado incurridos en relación con el cierre o consolidación de instalaciones u oficinas, o (C) en el curso habitual de los negocios y (en el caso de este punto (C)) hasta U\$S5,0 millones en conjunto pendientes de pago en cualquier momento;
- 7) operaciones con clientes, proveedores, compradores o vendedores de bienes o servicios, en cada caso en el curso habitual de los negocios y en todo otro sentido en cumplimiento de los términos del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, *siempre que*, a juicio razonable del Directorio de la Emisora, dichas operaciones contengan términos que no sean sustancialmente menos favorables, en conjunto, que los que podrían haberse obtenido razonablemente al momento de las operaciones en una operación similar con una Persona que no sea Afiliada de la Emisora (incluyendo, a los fines de evitar dudas, (i) cualquier Deuda provista por Banco Macro S.A. (en el caso de ser considerado una Afiliada de la Emisora bajo el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables) en el curso ordinario de sus negocios, y (ii) cualquier Deuda adquirida, directa o indirectamente, por Afiliadas de la Emisora en tanto (x) sea adquirida en una oferta pública de buena fe registrada en la CNV, siendo la oferta colocada mayoritariamente en inversores que no sean Afiliadas de la Emisora, o (y) adquirida en el mercado secundario de terceros); y
- 8) operaciones conforme a un contrato o instrumento vigente a la Fecha de Emisión y Liquidación, según fuera renovado, prorrogado, enmendado, modificado o reemplazado oportunamente, en tanto los contratos enmendados, modificados o nuevos, tomados en conjunto, resulten no menos favorables para la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas que aquéllos vigentes en la Fecha de Emisión y Liquidación.

Designación de Subsidiarias Restringidas y No Restringidas

- a) El Directorio de la Emisora podrá designar, después de la Fecha de Emisión y Liquidación, a cualquier Subsidiaria, incluso una Subsidiaria recientemente adquirida o constituida, como una Subsidiaria No Restringida (la



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

“Designación”), si cumple con los siguientes requisitos:

- 1) dicha Subsidiaria no fuera titular de Capital Social de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida ni fuera acreedora de una Deuda de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida ni fuera titular de un Gravamen sobre cualquier bien de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida;
- 2) al momento de la Designación, esta estuviera permitida bajo el título “—Limitación a los Pagos Restringidos” (asumiendo la vigencia de dicha Designación y considerando dicha Designación como una Inversión al momento de la Designación);
- 3) en tanto la Deuda de la Subsidiaria no sea una Deuda sin Recurso, cualquier Garantía u otro respaldo crediticio de la misma por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida esté permitido bajo el título “—Limitación a la Deuda” y “—Limitación a los Pagos Restringidos”;
- 4) la Subsidiaria no fuera parte de ninguna operación o acuerdo con la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida que no estuviera permitido en “—Limitación a Operaciones con Afiliadas”;
- 5) ni la Emisora ni ninguna Subsidiaria Restringida estuvieran obligadas a suscribir Participaciones Accionarias adicionales de la Subsidiaria o a mantener o preservar su situación financiera o arbitrar los medios para alcanzar determinados niveles de resultados operativos, salvo en la medida de lo permitido en “—Limitación a la Deuda” y “—Limitación a los Pagos Restringidos”;
- 6) no haya ocurrido ni estuviera vigente ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento al momento o después de que entre en vigencia dicha Designación;
- 7) dicha Subsidiaria no sea una Subsidiaria Significativa al momento de su Designación; y
- 8) una vez designada, la Subsidiaria continuará como Subsidiaria No Restringida, sujeto a lo dispuesto en el párrafo (b).

a)

- 1) Se considerará que una Subsidiaria designada previamente como Subsidiaria No Restringida que no cumpla los requisitos establecidos en el párrafo (a) pasa a ser en ese momento una Subsidiaria Restringida, con sujeción a las consecuencias establecidas en el párrafo (d).
- 2) El Directorio de la Emisora podrá designar a una Subsidiaria No Restringida para ser una Subsidiaria Restringida si, al momento de dicha Designación, no hubiera ocurrido ni estuviera vigente ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento y dicha Designación no originará un Incumplimiento.

b) Luego de que una Subsidiaria Restringida pase a ser Subsidiaria No Restringida:

- 1) se considerará que todas las Inversiones existentes de la Emisora y las otras Subsidiarias Restringidas en ella (valuadas según la participación proporcional de la Emisora y otras Subsidiarias Restringidas del valor de mercado razonable de sus activos menos pasivos) han sido realizadas en ese momento;
- 2) todo el Capital Social o Deuda existente de la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida y todos los

Gravámenes sobre los bienes de la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida que mantuviera en su poder se considerarán Incurridos en ese momento;

- 3) todas las operaciones existentes entre ella y la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida se considerarán celebradas en ese momento; y
 - 4) dejará de estar sujeta a las disposiciones del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables como una Subsidiaria Restringida.
- c) Luego de que una Subsidiaria No Restringida pase a ser o se considere que ha pasado a ser Subsidiaria Restringida:
- 2) la totalidad de su Deuda y Acciones Excluidas o Acciones Preferidas se considerarán Incurridas en ese momento a los fines de “—Limitación a la Deuda”;
 - 3) las Inversiones en ella previamente debitadas bajo “—Limitación a los Pagos Restringidos” serán acreditadas bajo dicho compromiso; y
 - 4) a partir de ese momento quedará sujeta a las disposiciones del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables como una Subsidiaria Restringida.
- d) Cualquier Designación por el Directorio de la Emisora de una Subsidiaria como Subsidiaria Restringida o Subsidiaria No Restringida será acreditada al Fiduciario mediante la entrega inmediata a este último de una copia de la Resolución del Directorio de la Emisora dando efecto a la Designación y de un Certificado de Funcionarios que certifique que la Designación cumple con las disposiciones precedentes.
- e) La Designación de una Subsidiaria de la Emisora como Subsidiaria No Restringida se considerará que incluye la Designación de todas las Subsidiarias de dicha Subsidiaria, salvo determinación en contrario del Directorio de la Emisora.

Limitación a las Operaciones de Venta con Arrendamiento Posterior

La Emisora no celebrará y no permitirá que ninguna Subsidiaria Restringida celebre ninguna Operación de Venta con Arrendamiento Posterior respecto de ningún bien o activo a menos que:

- 1) la Emisora y las Subsidiarias Restringidas tuvieran derecho a (a) Incurrir en Deuda por un monto equivalente a la Deuda Atribuible respecto de dicha Operación de Venta con Arrendamiento Posterior conforme al punto (a) del compromiso descripto anteriormente en “—Limitación a la Deuda” y (b) constituir un Gravamen sobre dicho bien o activo para garantizar dicha Deuda Atribuible sin garantizar igual y proporcionalmente las Obligaciones Negociables conforme al compromiso descripto anteriormente en “—Limitación a Gravámenes”, en cuyo caso la Deuda y Gravamen correspondientes se considerarán Incurridos conforme a tales disposiciones; y
- 2) la Emisora cumpliera con el compromiso descripto en “—Limitación a la Venta de Activos” respecto de dicha operación; *quedando establecido* que si hubiera ocurrido y subsistiera un Supuesto de Suspensión de Compromisos, la Emisora o, según el caso, la Subsidiaria Restringida, sólo estará obligada a cumplir con las condiciones de los apartados 1 y 2 del compromiso descripto bajo el título “—Limitación a la Venta de Activos” (que se considerará vigente únicamente a estos fines).

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Informes a los Tenedores

En tanto alguna de las Obligaciones Negociables continúe en circulación y constituya un “título valor de circulación restringida” dentro del significado de la Norma 144(a)(3) de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, la Emisora proporcionará a los tenedores de las Obligaciones Negociables y eventuales inversores, ante su requerimiento, la información que deba ser entregada conforme a la Norma 144A(d)(4) de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

En la medida que no se hubieran puesto a disposición del público mediante la presentación a la SEC, la Emisora proporcionará o dispondrá que se proporcione al Fiduciario en forma electrónica (para la distribución únicamente a solicitud de cualquier tenedor que quiera recibir los informes, información o documentos correspondientes):

- 1) dentro de los 90 días calendario luego del cierre del primero, segundo y tercer trimestres del ejercicio económico de la Emisora (a partir del trimestre que finaliza el 31 de marzo de 2026), copias de los estados financieros consolidados no auditados de la Emisora y sus Subsidiarias respecto del período pertinente (incluso el estado de resultados, de situación patrimonial y estado de flujo de efectivo), en idioma inglés, donde conste en cada caso en forma comparativa las cifras de los trimestres correspondientes del ejercicio anterior y de lo transcurrido del año a esa fecha, confeccionados en dólares estadounidenses de acuerdo con las NIIF; y
- 2) dentro de los 120 días calendario después del cierre de cada ejercicio económico de la Emisora (a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025), copias de los estados financieros consolidados auditados de la Emisora y sus Subsidiarias respecto de dicho ejercicio económico (incluso el estado de resultados, de situación patrimonial y estado de flujo de efectivo), en idioma inglés, donde conste en cada caso en forma comparativa las cifras del ejercicio anterior, confeccionados en dólares estadounidenses y de acuerdo con las NIIF y auditados por un estudio miembro de un estudio de auditores externos de reconocido prestigio internacional.

La entrega de dichos informes, información y documentos al Fiduciario es con fines informativos únicamente y la recepción de dichos informes por el Fiduciario no constituirá una actual o notificación implícita o conocimiento de ninguna información allí contenida o determinable a partir de la información allí contenida, incluso el cumplimiento de la Emisora o de cualquier otra Persona con ninguno de sus compromisos en virtud del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables (con respecto a lo cual el Fiduciario tiene derecho a basarse exclusivamente en un Certificado de Funcionarios). El Fiduciario no tendrá ninguna obligación ni responsabilidad de determinar si el Emisor (o cualquier otra Persona) está obligado a presentar informes u otra información ante la SEC, si la información del Emisor está disponible en (o se ha publicado en cualquier sitio web, otro sistema de datos en línea o se ha presentado ante EDGAR (o cualquier sistema sucesor) o si el Emisor (o cualquier otra Persona) ha entregado de otro modo informes, información y documentos de conformidad con los requisitos especificados en este compromiso.

Asimismo, dentro del plazo establecido anteriormente, la Emisora pondrá a disposición dicha información e informes mediante la publicación de los mismos en su sitio web: www.genneia.com.ar.

Informes al Fiduciario

La Emisora entregará al Fiduciario:



- 1) dentro de los 120 días calendarios después del cierre de cada ejercicio económico, un Certificado de Funcionarios indicando si los firmantes tienen conocimiento de algún Incumplimiento que haya tenido lugar durante el ejercicio económico anterior, especificando la naturaleza de cualquier Incumplimiento y su estado; y
- 2) tan pronto como sea posible y en todo caso dentro de los 30 días después de que un funcionario responsable de la Emisora tome conocimiento de un Incumplimiento, un Certificado de Funcionarios donde consten los detalles del Incumplimiento y las acciones que la Emisora propone llevar a cabo respecto de ello.

Limitación a la Fusión por Absorción, Consolidación o Venta de Activos

a) La Emisora, en una única operación o una serie de operaciones relacionadas,

- 1) no se consolidará por fusión o absorción, ni combinará sus actividades con otra Persona; o
- 2) no venderá, traspasará, cederá, transferirá ni de otro modo enajenará (y no dispondrá ni permitirá que ninguna Subsidiaria Restringida venda, traspase, ceda, transfiera ni de otro modo enajene) la totalidad o sustancialmente la totalidad de sus activos como un conjunto o sustancialmente como un conjunto (determinado sobre una base consolidada para la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas) a ninguna Persona,

a menos que:

- 1) la Emisora sea la Persona continuadora o (y) la Persona resultante, continuadora o cesionaria (de no ser la Emisora) sea una sociedad constituida y válidamente existente conforme a las leyes de Argentina, Estados Unidos de América, o cualquiera de sus estados, el Distrito de Columbia o algún país miembro de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico y expresamente asumiera mediante un contrato de fideicomiso suplementario celebrado y otorgado al Fiduciario, en forma razonablemente satisfactoria para el Fiduciario, todas las obligaciones de la Emisora conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables;
- 2) inmediatamente antes y después de dar efecto a la operación, no haya ocurrido un Incumplimiento ni continuara vigente;
- 3) inmediatamente después de dar efecto a la operación sobre una base *pro forma*, (x) la Emisora o la Persona resultante, continuadora o cesionaria pudiera Incurrir como mínimo en U\$S1,00 de Deuda según el párrafo (a) de “—Limitación a la Deuda”; o (y) el Índice de Cobertura de Intereses y el Índice de Endeudamiento Neto de la Emisora o la Persona resultante, continuadora o cesionaria no fuera peor que el Índice de Cobertura de Intereses y el Índice de Endeudamiento Neto, según el caso, de la Emisora sin dar efecto a la operación; y
- 4) la Emisora entregara al Fiduciario un Certificado de Funcionarios y una Opinión Legal, donde conste, en cada caso, que la fusión por absorción o consolidación, combinación o transferencia y el contrato de fideicomiso complementario (si hubiera) cumplen con el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables; y

quedando establecido que los puntos (2) y (3) no se aplican a (i) la fusión por absorción, consolidación o combinación de la Emisora con una Subsidiaria Restringida o (ii) la fusión por absorción, consolidación o combinación de una Subsidiaria Restringida con la Emisora.

- f) La Emisora no alquilará la totalidad o sustancialmente la totalidad de sus activos, sea en una operación o en una serie de operaciones, a una o más Personas.

Luego de la consumación de cualquier operación efectuada de acuerdo con las siguientes disposiciones, si la Emisora no fuera la Persona continuadora, entonces la Persona resultante, continuadora o cesionaria sucederá y reemplazará y podrá ejercer todos los derechos y facultades de la Emisora conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables con el mismo efecto como si dicha Persona sucesora hubiera sido nombrada como Emisora en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables. Al momento de dicha sustitución, salvo en el caso de una venta, cesión, transferencia o disposición de menos de la totalidad de sus activos, la Emisora quedará liberada de sus obligaciones conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables.

Compromisos Adicionales

Línea y Conducción de Negocios

La Emisora no podrá dedicarse ni permitir que ninguna de sus Subsidiarias Restringidas se dedique a ningún negocio distinto del Negocio Permitido.

Mantenimiento de Calificaciones

La Emisora deberá, mientras cualquier Obligación Negociable se encuentre en circulación, realizar los esfuerzos comercialmente razonables para mantener calificaciones de las Obligaciones Negociables otorgadas por al menos una Agencia.

Mantenimiento de Oficina o Agencia

La Emisora mantendrá un agente de registro pago y transferencia cada uno con oficinas en Borough of Manhattan, Ciudad de Nueva York. Inicialmente el Fiduciario será el agente de co-registro, pago y transferencia de las Obligaciones Negociables en la Ciudad de Nueva York.

La Emisora mantendrá en cada lugar de pago indicado para las Obligaciones Negociables, una oficina o agencia donde las Obligaciones Negociables podrán presentarse o entregarse para su pago, registro de transferencia o canje y donde podrán cursarse notificaciones e intimaciones a la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso, incluyendo ya sea la Ciudad Autónoma de Buenos Aires siempre que las Obligaciones Negociables se encuentren autorizadas a la oferta pública en Argentina y se encuentren listadas en BYMA (incluyendo en el Panel de Bonos Verdes) y sean negociadas en A3 Mercados, y las Normas de CNV, las normas de BYMA, las normas de A3 Mercados u otra regulación aplicable en base a la ley Argentina, según sea el caso, lo requiera.

Mantenimiento de Existencia Vigente

La Emisora deberá cumplir y hacer que cada una de sus Subsidiarias Restringidas cumpla con los siguientes requisitos:



(a) mantener vigente su existencia societaria y todos los registros necesarios para ello y (b) tomar todas las medidas razonables para mantener todos los derechos, privilegios, títulos de propiedad, habilitaciones y derechos similares necesarios o convenientes en el curso habitual de los negocios, las actividades y operaciones de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas; *quedando establecido* que este compromiso no exigirá a la Emisora mantener dichos derechos, privilegios, títulos de propiedad, habilitaciones o derechos similares, ni preservar la existencia societaria de cualquier Subsidiaria Restringida, si el Directorio de la Emisora determinara de buena fe que (i) el mantenimiento o la preservación ya no es necesario o conveniente para el desarrollo de los negocios de la Emisora y sus Subsidiarias tomadas en su conjunto y (ii) su pérdida no tiene ni tendrá un efecto adverso en cualquier aspecto significativo para los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Notificaciones

Las notificaciones a los tenedores de obligaciones negociables no globales se enviarán por correo de primera clase, con franqueo pagado, a sus domicilios registrados. Las notificaciones a los tenedores de obligaciones negociables globales se cursarán a DTC de conformidad con sus procedimientos aplicables.

La Emisora también estará obligada a efectuar todas aquellas demás publicaciones de dichas notificaciones que pudieran ser requeridas periódicamente de cualquier modo por las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales de la República Argentina, las Normas de la CNV y cualquier otra ley y/o reglamentación argentina aplicable (incluyendo, sin limitación, la publicación de avisos en la plataforma de la CNV disponible en el sitio oficial de la CNV <https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>).

Mientras las Obligaciones Negociables se encuentren listadas en BYMA y negociadas en A3 Mercados, la Emisora publicará todas las notificaciones en el Boletín de la BCBA, conforme a las disposiciones de las normas de BYMA vigentes en cada momento, así como en el boletín en línea de A3 Mercados.

Asimismo, la Emisora estará obligada a realizar todas aquellas demás publicaciones de dichas notificaciones que pudieran ser requeridas periódicamente por la legislación argentina aplicable. La falta de envío de una notificación o cualquier defecto en la notificación dirigida a un determinado tenedor de una Obligación Negociable no afectará la validez de las notificaciones efectuadas respecto de las demás Obligaciones Negociables.

Las notificaciones se considerarán efectuadas en la fecha de su envío por correo o de su publicación, según corresponda, o, si fueran publicadas en distintas fechas, en la fecha de la primera de dichas publicaciones.

Incumplimientos y recursos

Supuestos de Incumplimiento

Tendrá lugar un “Supuesto de Incumplimiento” si:

- 1) la Emisora no cumpliera con el pago a su vencimiento del capital o prima, si hubiera, sobre cualquier Obligación Negociable cuando esta venciera y resultara exigible ya sea al vencimiento, ante una declaración de caducidad de plazos o de otro modo, incluyendo la falta de pago de capital o prima requerido para comprar las Obligaciones Negociables presentadas conforme a un rescate optativo, Oferta por Cambio de Control o una Oferta por Venta de Activos;
- 2) la Emisora no cumpliera con el pago de intereses (incluso Montos Adicionales) sobre cualquier Obligación

Negociable cuando vencieran y resultaran exigibles ya sea al vencimiento, ante una declaración de caducidad de plazos o de otra forma, y el incumplimiento continuara por un plazo de 30 días corridos;

- 3) la Emisora no cumpliera con “—Limitación a la Fusión por Absorción, Consolidación o Venta de Activos”;
- 4) la Emisora o una Subsidiaria Restringida no cumplieran o violaran cualquier otro compromiso o acuerdo de la Emisora o una Subsidiaria Restringida contenido en el Contrato de Fideicomiso, o las Obligaciones Negociables, y dicho incumplimiento continuara por un período de 60 días después de que el Fiduciario cursara notificación escrita a la Emisora o la cursaran los tenedores del 25% o más del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación a la Emisora y al Fiduciario;
- 5) tuviera lugar, respecto de cualquier Deuda de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas con un monto de capital pendiente de U\$S50 millones (o el equivalente en otras monedas) o más en total por la totalidad de dicha Deuda de todas las Personas mencionadas (i) un supuesto de incumplimiento que originara que dicha Deuda venciera y fuera pagadera antes de su vencimiento programado o (ii) la falta de pago de capital o intereses a su vencimiento y dicho pago no cumplido no se realizara o no fuera dispensado o prorrogado dentro del período de gracia aplicable;
- 6) se hubieran dictado contra la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas una o más sentencias o resoluciones definitivas e inapelables ordenando el pago de sumas de dinero que no sean pagadas o canceladas (y no estuvieran cubiertas por el seguro adecuado por parte de una aseguradora solvente de prestigio nacional o internacional que haya reconocido sus obligaciones por escrito) y hubiera transcurrido un período de 30 días luego de dictada la sentencia o resolución judicial definitiva e inapelable (o 30 días, en el supuesto de que se iniciaran acciones ejecutivas luego del dictado de dicha sentencia o resolución judicial) que originara que el monto total de dichas sentencias o resoluciones judiciales definitivas a inapelables pendientes y no pagadas o canceladas contra todas las Personas mencionadas superen lo suma de U\$S50 millones (o el equivalente en otras monedas) sin una suspensión de la ejecución, con motivo de una apelación pendiente o cualquier otra causa;
- 7) la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Significativas, después de la Fecha de Emisión y Liquidación, (A) presentara un pedido de quiebra o se presentara en un concurso preventivo de acreedores, (B) procurara la aprobación por parte de sus acreedores de un acuerdo preventivo extrajudicial o acuerdo similar perjudicando las Obligaciones Negociables de cualquier forma, incluso la distribución de un prospecto o material informativo semejante a acreedores en relación con dicho acuerdo preventivo extrajudicial o acuerdo semejante, (C) presentara para homologación del juez competente un acuerdo preventivo extrajudicial o acuerdo semejante perjudicando las Obligaciones Negociables, (D) solicitara la designación o prestara su consentimiento a la designación (en un proceso judicial similar) de un depositario, síndico, liquidador o funcionario similar para ella o sus bienes o (E) realizara una cesión general en beneficio de sus acreedores; y
- 8) un juez competente dispusiera una orden, sentencia o fallo para declarar su quiebra, reestructuración, disolución, liquidación, la designación de un síndico, depositario, liquidador o funcionario similar para la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Significativas o respecto de la totalidad o sustancialmente la totalidad de sus activos u otro recurso similar respecto de la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Significativas conforme a cualquier ley aplicable sobre quiebras y concursos y dicha orden, sentencia o fallo no fuera suspendido y continuara vigente por un período de 60 días;

- 9) se acuerde o declare una moratoria general respecto de Deuda de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Significativas; o
- 10) resultare ilícito para la Emisora cumplir cualquiera de sus obligaciones en virtud del Contrato de Fideicomiso o de las propias Obligaciones Negociables, o cualquier obligación de pago de la Emisora conforme a los mismos dejare de ser válida, vinculante o exigible, o su fuerza obligatoria o exigibilidad fuere cuestionada por la Emisora, o la Emisora negare tener responsabilidad u obligación alguna adicional en virtud de los mismos o con respecto a ellos (salvo de conformidad con los términos del Contrato de Fideicomiso).

Consecuencias de un Supuesto de Incumplimiento

Si tuviera lugar y continuara vigente un Supuesto de Incumplimiento que no sea un incumplimiento descrito en los puntos (7) u (8) conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, el Fiduciario o los tenedores de por lo menos el 25% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en ese momento en circulación, mediante notificación escrita a la Emisora (y al Fiduciario, si la notificación fuera cursada por los tenedores) podrán, y el Fiduciario, ante la solicitud de dichos tenedores, deberá, declarar vencidos y exigibles de inmediato el capital y los intereses devengados sobre las Obligaciones Negociables. En caso de una declaración de caducidad de plazos debido al acaecimiento y subsistencia de un Supuesto de Incumplimiento establecido en el punto (5) anterior, dicha declaración de caducidad de plazos será automáticamente rescindida y anulada si el supuesto de incumplimiento que desencadena dicho Supuesto de Incumplimiento de conformidad con el punto (5) anterior es subsanado o remediado por la Emisora y/o las Subsidiarias respectivas o es dispensado por los tenedores de la Deuda respectiva, en tanto la rescisión no sea contraria a una sentencia o resolución dictada por un tribunal competente. Luego de una declaración de caducidad de plazos, dicho capital e intereses pasarán a estar vencidos y serán pagaderos inmediatamente. Si tuviera lugar un incumplimiento descrito en los puntos (7) u (8), el capital e intereses devengados sobre las Obligaciones Negociables entonces en circulación vencerán y serán pagaderos de inmediato sin ninguna declaración ni otro acto por parte del Fiduciario ni de ningún tenedor.

Los tenedores de la mayoría del valor nominal de las Obligaciones Negociables en circulación podrán, mediante notificación escrita a la Emisora y al Fiduciario, dispensar todos los Incumplimientos anteriores o existentes y rescindir y anular una declaración de caducidad de plazos y sus consecuencias si:

- 1) todos los Supuestos de Incumplimiento existentes, con la excepción del incumplimiento de pago de capital, prima, si hubiera, e intereses (incluso Montos Adicionales) sobre las Obligaciones Negociables que hayan vencido únicamente por la declaración de caducidad de plazos, hubieran sido subsanados o dispensados;
- 2) la rescisión no estuviera en conflicto con ninguna sentencia o resolución de un juez competente; y
- 3) la Emisora ha pagado al Fiduciario su compensación razonable y reembolsado al Fiduciario por sus gastos razonables (incluyendo comisiones y gastos legales), desembolsos y adelantos.

teniendo en cuenta que se requerirá el voto favorable unánime de cada Tenedor de una Obligación Negociable en Circulación afectada para adoptar una decisión válida sobre un Incumplimiento o un Supuesto de Incumplimiento en el pago de capital, prima, en su caso, o intereses bajo las Obligaciones Negociables, o respecto de un compromiso o disposición que no pueda ser modificada o enmendada sin dicho voto favorable unánime de los Tenedores de las Obligaciones Negociables, según se describe en “—Modificaciones con el consentimiento de los tenedores.”

No se presumirá que el Fiduciario tiene conocimiento de cualquier Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables a menos que la Emisora o cualquier tenedor de Obligaciones Negociables haya cursado una notificación escrita de dicho Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento a un funcionario responsable del Fiduciario con responsabilidad directa por la administración del Contrato de Fideicomiso y las Obligaciones Negociables.

Sujeto a ciertas restricciones, los tenedores de una mayoría del valor nominal de las Obligaciones Negociables en circulación podrán instruir el momento, método y lugar de realización de cualquier procedimiento para un recurso disponible al Fiduciario o para el ejercicio de cualquier derecho o facultad fiduciaria conferida al Fiduciario. No obstante, el Fiduciario podrá rehusarse a seguir cualquier instrucción que fuera contraria a la ley o al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables o que pueda implicar responsabilidad personal del Fiduciario o que, según determinación de buena fe del Fiduciario, pudiera resultar indebidamente perjudicial para el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables que no compartan dicha instrucción (queda entendido que el Fiduciario no tiene la obligación positiva de determinar si tales acciones son indebidamente perjudiciales para dichos titulares) y puede realizar cualquier otra acción que considere conveniente que no fuera en contra de dicha instrucción recibida de los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Un tenedor no podrá entablar acciones judiciales o de otro tipo respecto del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables o para la designación de un depositario o síndico o para obtener cualquier otro recurso conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables, salvo que:

- 1) el tenedor haya previamente otorgado al Fiduciario notificación escrita de un Supuesto de Incumplimiento vigente;
- 2) los tenedores de por lo menos el 25% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación hayan presentado solicitud escrita al Fiduciario para iniciar acciones judiciales respecto del Supuesto de Incumplimiento;
- 3) los tenedores hubieran ofrecido y brindado al Fiduciario una indemnización y/o garantía razonablemente satisfactoria para el Fiduciario respecto de los costos, obligaciones y erogaciones en que habrá de incurrirse en cumplimiento de dicha solicitud;
- 4) durante el período de 60 días después de la recepción por el Fiduciario de dicha notificación, solicitud y ofrecimiento de indemnización y/o garantía no hubiera entablado dichas acciones; y
- 5) durante dicho período de 60 días, los tenedores de una mayoría del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación no hubieran impartido al Fiduciario una instrucción contraria a dicha solicitud escrita.

Sin perjuicio de cualquier disposición en contrario, el derecho de un tenedor de una Obligación Negociable a recibir el pago de capital o intereses sobre su Obligación Negociable en el Vencimiento Declarado o posteriormente o a iniciar acciones para la exigibilidad de dicho pago en dichas fechas o posteriormente (incluso cualquier acción ejecutiva individual conforme al Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina) no puede ser menoscabado o afectado sin el consentimiento de ese tenedor. A tal fin, todo titular beneficiario de obligaciones



negociables globales tendrá el derecho a requerir comprobante de su participación de titularidad beneficiaria en una obligación negociable global de acuerdo con el Artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales de Argentina (inclusive para iniciar una acción ejecutiva en la forma establecida en la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina) y a tales fines, dicho titular beneficiario será considerado titular de la porción de la obligación negociable global que representa su participación de titularidad beneficiaria en ella.

Si tuviera lugar y continuara vigente un Incumplimiento y un funcionario responsable del Fiduciario hubiese recibido notificación escrita de dicho Incumplimiento, el Fiduciario enviará notificación del Incumplimiento a cada tenedor dentro de los 90 días de que el Fiduciario reciba notificaciones por escrito, salvo que el Incumplimiento haya sido subsanado; *teniendo en cuenta* que, con la excepción del caso de un incumplimiento del pago de capital o intereses sobre cualquier Obligación Negociable, el Fiduciario podrá retener la notificación si y en tanto el directorio, el comité ejecutivo o un comité fiduciario de directores del Fiduciario determinara de buena fe que la retención de la notificación resulta a favor de los intereses de los tenedores.

Un Incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables, salvo que fuera subsanado o dispensado, podría desencadenar un incumplimiento en los términos de ciertos acuerdos de deuda existentes o futuros de la Emisora y de las Subsidiarias Restringidas.

Ausencia de responsabilidad personal de directores, funcionarios, empleados, socios fundadores, socios o accionistas

Exceptuando lo específicamente previsto en la ley argentina, ningún director, funcionario, empleado, socio fundador, socio o accionista de la Emisora, en tal carácter, tendrá responsabilidad alguna por las obligaciones de la Emisora conforme a las Obligaciones Negociables o el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables ni por ningún reclamo basado en dichas obligaciones, respecto de ellas o con motivo de ellas. En la medida de lo permitido por las leyes aplicables, cada tenedor de las Obligaciones Negociables mediante la aceptación de una Obligación Negociable renuncia y libera de toda responsabilidad.

Moneda de Indemnización

Las obligaciones de la Emisora conforme a las Obligaciones Negociables y al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables hacia el fiduciario y los tenedores de las Obligaciones Negociables de realizar el pago en dólares estadounidenses no serán canceladas o satisfechas mediante ninguna oferta o recupero conforme a cualquier sentencia expresada o convertida a ninguna otra moneda ni en ningún otro lugar, salvo en tanto el Día Hábil siguiente a la recepción de cualquier suma decretada adeudada de este modo en la moneda de sentencia, el beneficiario pueda, de acuerdo con los procedimientos bancarios habituales, comprar dólares estadounidenses por el monto originalmente adeudado con la moneda de sentencia. Si, a los fines de obtener sentencia en algún tribunal, resulta necesario convertir una suma adeudada conforme a las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables en dólares estadounidenses a otra moneda (referida en este párrafo como la “moneda de sentencia”), el tipo de cambio será aquél al que, de acuerdo con los procedimientos bancarios habituales, dicho beneficiario podría comprar tales dólares estadounidenses en Nueva York, Nueva York con la moneda de sentencia el Día Hábil inmediatamente anterior al día en que se dicte dicha sentencia. La obligación de la Emisora respecto de dicha suma adeudada conforme a las Obligaciones Negociables y al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, independientemente del tipo de cambio efectivamente aplicado al dictaminar la sentencia, será cancelada únicamente en la medida en que el Día Hábil siguiente a la recepción por el beneficiario



**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**

pertinente de cualquier suma decretada adeudada en virtud de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables en la moneda de sentencia, el beneficiario pertinente pueda, de acuerdo con los procedimientos bancarios habituales, comprar y transferir dólares estadounidenses a la Ciudad de Nueva York con el monto de la moneda de sentencia así decretada adeudada (dando efecto a cualquier compensación o reconvención tenida en cuenta al dictar dicha sentencia). Consecuentemente, como una obligación independiente y sin perjuicio de dicha sentencia, la Emisora por el presente acuerda indemnizar a cada uno de los tenedores de las Obligaciones Negociables y al Fiduciario y pagar, a su reclamo, en dólares estadounidenses, el monto por el cual la suma originalmente adeudada a los tenedores de las Obligaciones Negociables o al Fiduciario en dólares estadounidenses en virtud de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables supere el monto de dólares estadounidenses así comprado y transferido.

La Emisora acuerda que, sin perjuicio de cualquier restricción o prohibición respecto del acceso al Mercado Único y Libre de Cambios, el "MULC", en Argentina, todos y cada uno de los pagos a ser efectuados respecto de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables serán realizados en dólares estadounidenses. Ninguno de los términos incluidos en las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables limitará ninguno de los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables o del Fiduciario o justificará que la Emisora se rehúse a realizar pagos conforme a las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso en dólares estadounidenses por cualquier motivo, incluso, a título enunciativo, cualquiera de los siguientes: (i) que la compra de dólares estadounidenses en Argentina por cualquier medio resulte más onerosa o gravosa para la Emisora que a la fecha del presente y (ii) el aumento significativo del tipo de cambio vigente en Argentina respecto del vigente a la fecha del presente. La Emisora renuncia al derecho a invocar cualquier defensa de imposibilidad de pago (incluso cualquier defensa conforme al Artículo 1091 del Código Civil y Comercial de la Nación Argentina), imposibilidad de pagar en dólares estadounidenses (asumiendo responsabilidad por cualquier caso de fuerza mayor o caso fortuito) o defensas o principios similares (incluso, sin limitación, los principios de equidad o del esfuerzo compartido).

En el supuesto de que en cualquier fecha de pago de las Obligaciones Negociables denominadas en dólares estadounidenses existiera alguna restricción (inclusive restricciones de hecho) o prohibiciones de acceder al MULC en Argentina, la Emisora procurará pagar todos los montos pagaderos conforme a las Obligaciones Negociables en dólares estadounidenses, ya sea (i) mediante la compra, a precio de mercado, de títulos valores de cualquier serie de bonos públicos argentinos denominados en dólares estadounidenses u otros títulos valores o bonos privados o públicos emitidos en Argentina, transfiriendo y vendiendo dichos instrumentos fuera del país a cambio de dólares estadounidenses, en la medida permitida por la ley aplicable, o (ii) por cualquier otro medio razonable permitido por ley en Argentina, en cada caso, en dicha fecha de pago. Todos los costos e impuestos pagaderos en relación con los procedimientos referidos en los puntos (i) y (ii) anterior serán soportados por la Emisora.

Modificaciones y dispensas

Modificaciones sin el consentimiento de los tenedores

Luego de la recepción por parte del Fiduciario de un Certificado de Funcionarios y Opinión Legal confirmando el cumplimiento de los requisitos del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables, la Emisora y el Fiduciario del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables podrán modificar o complementar el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, o las Obligaciones Negociables, en cada caso, sin notificación a ningún tenedor de Obligaciones Negociables y sin obtener su consentimiento:



- 1) para subsanar alguna ambigüedad, defecto o inconsistencia en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables de una forma que no resultara sustancialmente adversa para los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables;
- 2) para cumplir con “—Ciertos compromisos—Limitación a la Fusión por Absorción, Consolidación o Venta de Activos” incluso para disponer que un sucesor asuma las obligaciones de la Emisora;
- 3) para acreditar y disponer la aceptación de una designación de un fiduciario sucesor y un sucesor del representante del fiduciario en Argentina en los términos del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables;
- 4) para disponer sobre cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables o para confirmar y acreditar la liberación, extinción o cancelación de cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables cuando dicha liberación, extinción o cancelación sea permitida por el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables;
- 5) para disponer o confirmar la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales, sujeto a la autorización previa de la CNV;
- 6) para cumplir con cualquier requisito de la CNV, el BYMA o el A3 Mercados respecto de la forma de las Obligaciones Negociables o las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables, sujeto a la excepción de que dicho cambio no estará permitido si viola el apartado (b) bajo “Modificaciones con el consentimiento de los tenderos” a continuación;
- 7) para realizar cualquier otro cambio que no afecte sustancial o adversamente los derechos de cualquier tenedor;
- 8) para adaptar cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables a esta “Descripción de las Obligaciones Negociables”;
- 9) para agregar compromisos, restricciones, condiciones o disposiciones adicionales que sean en beneficio de los tenedores; o
- 10) para renunciar a cualquier derecho o facultad conferida a la Emisora.

Modificaciones con el consentimiento de los Tenedores.

- a) Excepto por lo dispuesto en contrario en “—Incumplimientos y Recursos—Consecuencias de un Supuesto de Incumplimiento” o en el apartado siguiente la Emisora y el Fiduciario, una vez que el Fiduciario hubiera recibido un Certificado de los Funcionarios y un Dictamen Legal por los que se ratificara el cumplimiento de las exigencias del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, y las Obligaciones Negociables, podrán modificar o complementar el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, o las Obligaciones Negociables (o dispensar el cumplimiento futuro por parte de la Emisora o una Subsidiaria Restringida de cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables), con el consentimiento de los tenedores de la mayoría del monto de capital total de las Obligaciones Negociables en circulación mediante la adopción de una resolución en una asamblea de tenedores



de Obligaciones Negociables según lo previsto a continuación en “—Asambleas de Tenedores” o con el consentimiento escrito de los tenedores si así lo permiten las leyes argentinas aplicables vigentes en ese momento.

- b) Sin perjuicio de las disposiciones del párrafo (a), sin el consentimiento unánime de los tenedores de todas las Obligaciones Negociables en circulación en ese momento, una modificación, suplemento o dispensa no podrá:
- 1) reducir el monto de capital ni modificar el Vencimiento Declarado de cualquier cuota de capital de cualquier Obligación Negociable;
 - 2) reducir la tasa o cambiar el Vencimiento Declarado de ningún pago de intereses sobre ninguna Obligación Negociable;
 - 3) reducir el monto a pagar en oportunidad del rescate de alguna Obligación Negociable o, respecto de un rescate optativo, las instancias en las que cualquier Obligación Negociable puede ser rescatada o, una vez cursada la notificación irrevocable de rescate que no esté sujeta a condición precedente, la instancia en la que debe ser rescatada;
 - 4) reformar, cambiar o modificar en cualquier aspecto sustancial la obligación de la Emisora de realizar y consumir una Oferta por Cambio de Control con respecto a un Supuesto de Recompra por Cambio de Control que haya tenido lugar, o de realizar y consumir una Oferta por Venta de Activos con respecto a cualquier Venta de Activos que se haya consumado;
 - 5) disponer que alguna Obligación Negociable sea pagadera en una moneda que no sea la declarada en la Obligación Negociable o cambiar el lugar en que la Obligación Negociable sea pagadera;
 - 6) restringir el derecho de cualquier tenedor de las Obligaciones Negociables para recibir cualquier pago de capital o pago de intereses sobre las Obligaciones Negociables de dicho tenedor, en su Vencimiento Declarado o posteriormente o para entablar acciones para la ejecución de dicho pago;
 - 7) reducir el monto de capital de las Obligaciones Negociables requerido para modificaciones o dispensas, o modificar las disposiciones del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables en relación con las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables (excepto para establecer que ciertas disposiciones del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables no pueden ser modificadas ni dispensadas sin el consentimiento del tenedor de dicha Obligación Negociable adversamente afectada por tal modificación o dispensa);
 - 8) modificar o cambiar cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables que afecte la clasificación de las Obligaciones Negociables en una forma adversa para los tenedores de las Obligaciones Negociables, *teniendo en cuenta* que este punto (8) no impide que se realicen modificaciones o cambios en “—Ciertos compromisos—Limitación a Gravámenes”;
 - 9) realizar ningún cambio en las disposiciones del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables descriptas en “—Montos Adicionales” que afecte adversamente los derechos de algún tenedor o modifique los términos de las Obligaciones Negociables en un modo que resultara en una pérdida de la exención de los impuestos aplicables; o



- 10) modificar o cambiar la ley aplicable a las Obligaciones Negociables o la jurisdicción aplicable para acciones en relación con el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables.

Conforme a la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, la aprobación de cualquier modificación, disposición complementaria o renuncia por parte de los tenedores requiere que el consentimiento de dichos tenedores se obtenga en una asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables celebrada del modo previsto en “—Asambleas de Tenedores”, o de conformidad con otro medio fehaciente que garantice a los tenedores de Obligaciones Negociables el previo acceso a la información y les permita votar, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina (según fuera modificado por el artículo 151 de la Ley de Financiamiento Productivo de Argentina) y cualquier otra regulación aplicable).

No es necesario que los tenedores de las Obligaciones Negociables aprueben la forma específica de una modificación, disposición complementaria o renuncia propuesta, siendo suficiente que el consentimiento apruebe el contenido de las mismas. Consentimiento y dispensas obtenidas en relación a la compra, oferta de recompra, u oferta de canje por, de las Obligaciones Negociables debe ser considerada.

- a) El Fiduciario no estará obligado a celebrar ninguna modificación que afecte adversamente sus propios derechos, funciones o inmunidades conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables.

Asambleas de Tenedores

Una asamblea de tenedores de las Obligaciones Negociables podrá ser convocada por el Fiduciario o la Emisora, ante la solicitud de los tenedores de por lo menos el 5% del monto de capital de las Obligaciones Negociables en circulación, o por la Emisora, a su criterio, de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables.

Las asambleas se celebrarán en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o en la Provincia de Buenos Aires, Argentina, o según se celebren de otro modo de conformidad con el artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables; *quedando establecido* que la Emisora o el Fiduciario podrán decidir celebrar cualquiera de dichas asambleas en la Ciudad de Nueva York, Londres o en cualquier otra jurisdicción, simultáneamente a través de cualquier medio de telecomunicaciones que permita a los participantes escucharse mutuamente y hablar entre sí, y se considerará que dicha asamblea simultánea constituye una única asamblea a los fines del quórum y los porcentajes de votos aplicables a dicha asamblea.

Cualquiera de dichas asambleas se celebrará de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina. Si una asamblea se celebra a solicitud escrita de los tenedores de Obligaciones Negociables, ésta deberá ser convocada dentro de los 40 días de la fecha en que dicha solicitud escrita sea recibida por la Emisora. La convocatoria a una asamblea de tenedores de las Obligaciones Negociables (que incluirá la fecha, lugar y horario de la asamblea, el orden del día y los requisitos de asistencia) deberá publicarse entre los 10 y los 30 días anteriores a la fecha fijada para la asamblea en el Boletín Oficial y en un diario de circulación general en Argentina, en el Boletín Diario de la BCBA, de acuerdo con la delegación de facultades del BYMA en la BCBA (en tanto las Obligaciones Negociables estén listadas en el BYMA), en el Boletín del A3 Mercados (en tanto las Obligaciones Negociables se negocien en el A3 Mercados) u otros sistemas informativos de los mercados en los que estén listadas las Obligaciones Negociables, según corresponda.

Las asambleas de tenedores podrán ser convocadas simultáneamente para dos fechas, en caso que la asamblea inicial sea aplazada por falta de quórum. No obstante, la convocatoria de la asamblea en segunda convocatoria,



resultante del aplazamiento de la asamblea inicial por falta de quórum, será enviada no menos de ocho días antes de la fecha fijada para dicha asamblea en segunda convocatoria y será publicada durante tres Días Hábiles en el Boletín Oficial de Argentina, en un diario de circulación general en Argentina, en el Boletín Diario de la BCBA (en tanto las Obligaciones Negociables estén listadas en el BYMA), en el Boletín del A3 Mercados (en tanto las Obligaciones Negociables se negocien en el A3 Mercados), u otros sistemas informativos de los mercados en los que estén listadas las Obligaciones Negociables, según corresponda. Para tener derecho a votar en una asamblea de tenedores, una persona deberá ser (i) tenedor de una o más Obligaciones Negociables en la fecha de registro pertinente o (ii) una persona designada por un instrumento por escrito como apoderada de dicho tenedor de una o más Obligaciones Negociables. Los tenedores que deseen asistir a una asamblea de tenedores deberán informar a la Emisora su intención de hacerlo al menos tres días hábiles antes de la fecha de dicha asamblea.

Los tenedores de Obligaciones Negociables podrán asistir a las asambleas en persona o por carta poder.

El quórum en cualquier asamblea convocada para adoptar una resolución lo constituirán personas que posean o representen la mayoría del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación, y en cualquier asamblea aplazada celebrada en segunda convocatoria lo constituirán las personas que se encuentren presentes en ella. El quórum en cualquier asamblea extraordinaria convocada para adoptar una resolución lo constituirán las personas que posean o representen por lo menos el 60% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación, y en las asambleas extraordinarias aplazadas celebradas en segunda convocatoria lo constituirán las personas que posean o representen por lo menos el 30% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación; sin embargo, ninguna de estas modificaciones, enmiendas o exenciones al Contrato de Fideicomiso o a las Obligaciones Negociables será efectiva a menos que se haya obtenido el consentimiento de los tenedores del porcentaje del importe capital total de las Obligaciones Negociables exigida por el Contrato de Fideicomiso.

Todo instrumento otorgado por cualquier tenedor de una Obligación Negociable o en su representación en relación con cualquier consentimiento a dicha modificación, enmienda o dispensa será irrevocable una vez otorgado y será concluyente y vinculante para todos los tenedores posteriores de dicha Obligación Negociable. Las modificaciones, enmiendas o dispensas del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de las Obligaciones Negociables sea que hayan otorgado o no dicho consentimiento o que hayan estado o no presentes en cualquier asamblea y para todas las Obligaciones Negociables; sin embargo, ninguna de estas modificaciones, enmiendas o exenciones al Contrato de Fideicomiso o a las Obligaciones Negociables será efectiva a menos que se haya obtenido el consentimiento de los tenedores del porcentaje del importe capital total de las Obligaciones Negociables exigida por el Contrato de Fideicomiso.

La Emisora designará la fecha de registro para determinar los tenedores de las Obligaciones Negociables con derecho a votar en cualquier asamblea y enviará convocatoria a los tenedores de las Obligaciones Negociables en la forma establecida en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables. El tenedor de una Obligación Negociable podrá, en cualquier asamblea de tenedores de las Obligaciones Negociables en la que dicho tenedor tenga derecho a votar, emitir un voto por cada dólar estadounidense de valor nominal de las Obligaciones Negociables.

A fines aclaratorios, los tenedores de Obligaciones Negociables podrán llevar a cabo actos fuera de Argentina en cualquier otra forma permitida por las leyes de Nueva York (tal como a través de consentimiento escrito), que pudieran realizarse por consentimiento de los tenedores mediante los procedimientos para consentimientos del sistema de compensación de DTC o de cualquier otro depositario pertinente, o cualquier otro procedimiento alternativo, cumpliendo en todos los casos con lo previsto en la Ley de Mercados de Valores Estadounidense.



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

A los fines de lo anterior, cualquier Obligación Negociable autenticada y entregada en virtud del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, en cualquier fecha de determinación, será considerada “en circulación”, con la excepción de:

- Obligaciones Negociables canceladas por el Fiduciario o entregadas al Fiduciario para su cancelación;
- Obligaciones Negociables que hayan sido llamadas a rescate de acuerdo con sus términos o que hayan vencido y sean pagaderas al vencimiento o de otro modo y respecto de las que se hubieran depositado en el Fiduciario fondos suficientes para pagar el capital y la prima, intereses, Montos Adicionales u otro monto sobre ellas; u
- Obligaciones Negociables en cuyo lugar o en reemplazo de las cuales se hubieran autenticado y entregado otras Obligaciones Negociables de conformidad con el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables.

teniendo en cuenta, sin embargo, que en la determinación de si los tenedores del monto de capital requerido de Obligaciones Negociables en circulación están presentes en una asamblea de tenedores de las Obligaciones Negociables a los fines de quórum o han prestado consentimiento o votado a favor de cualquier notificación, consentimiento, dispensa, enmienda, modificación o suplemento conforme al Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables respecto de las cuales un funcionario responsable del Fiduciario haya recibido notificación escrita de que tales Obligaciones Negociables son de titularidad, directa o indirectamente, de la Emisora o cualquiera de sus Afiliadas (incluyendo, para evitar dudas, cualquier Subsidiaria) no serán tenidas en cuenta y no se considerarán en circulación.

Inmediatamente después de la celebración por la Emisora y el Fiduciario de cualquier suplemento o modificación del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, la Emisora lo notificará a los tenedores de las Obligaciones Negociables, y de corresponder, a la CNV, el BYMA y el A3 Mercados, con constancia, en términos generales, del contenido de dicho suplemento o modificación. Si la Emisora no enviara dicha notificación a los tenedores de las Obligaciones Negociables dentro de los 15 días posteriores a la celebración de dicho suplemento o modificación lo hará el Fiduciario por cuenta y cargo de la Emisora. El incumplimiento de la Emisora o el Fiduciario de enviar dicha notificación o cualquier defecto en ella de ningún modo limitará o afectará la validez de dicho suplemento o modificación.

Las reuniones de los tenedores y los asuntos relacionados que no se establezcan expresamente en el presente documento se regirán por las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, incluidas, entre otras, las disposiciones de los artículos 354 y 355 de la Ley General de Sociedades de Argentina, en su versión modificada, mediante la aplicación de las disposiciones del artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina.

Cualquier modificación, enmienda o renuncia al Contrato de Fideicomiso o a las Obligaciones Negociables también podrá ser aprobada por los tenedores de las Obligaciones Negociables mediante una acción escrita consentida por los titulares del porcentaje requerido de los bonos en virtud del Contrato de Fideicomiso. Dichas acciones podrán realizarse mediante los procedimientos de consentimiento de DTC o cualquier otro sistema de compensación de depósitos aplicable, o por medios fiables que garanticen a los tenedores de las Obligaciones Negociables el acceso previo a la información y les permitan votar, de conformidad con el artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina y cualquier otra ley o reglamento aplicable.



Extinción y Cancelación

La Emisora, a su elección:

- 1) será liberada de cualquier obligación con respecto a las Obligaciones Negociables (excepto por ciertas obligaciones, incluyendo registrar la transferencia o canje de las Obligaciones Negociables, reemplazar las Obligaciones Negociables robadas, extraviadas o deterioradas, mantener agencias de pago y mantener en fideicomiso fondos para realizar pagos, protecciones, inmunidades e indemnidades al Fiduciario y las obligaciones de la Emisora en conexión a ello) ("extinción legal"), o
- 2) no necesitará dar cumplimiento a ciertos compromisos del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, si la Emisora deposita irrevocablemente con el Fiduciario, en un fideicomiso ("liberación de compromiso"
 - a) dinero,
 - b) Obligaciones del Gobierno Estadounidense que, a través del pago de capital e intereses bajo los mismos de conformidad con sus términos, proveerán una suma de dinero, o
 - c) una combinación de ello,

que en cada caso sea suficiente (sin reinversión), en la opinión de una firma de contadores públicos, para pagar y cancelar (sin reinversión) el capital e intereses, en su caso, de las Obligaciones Negociables en circulación en las fechas de vencimiento de dichos pagos, de conformidad con los términos de las Obligaciones Negociables, hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate irrevocablemente designada por la Emisora de conformidad con la última frase de esta sección, en el día en que los pagos deban ser realizados y resulten exigibles de acuerdo con los términos del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables y de las Obligaciones Negociables; y no haya ocurrido ni subsista ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento (incluyendo a causa de tal depósito) a la fecha de dicho depósito o durante el período que finaliza 91 días después de dicha fecha.

A efectos de ejercer cualquiera de dichas opciones, la Emisora deberá entregar al Fiduciario

- (i) una opinión de asesores legales independientes estadounidenses de la Emisora de reconocida trayectoria, donde conste que:
 - 1) los tenedores y titulares beneficiarios de las Obligaciones Negociables no reconocerán ingreso, ganancia o pérdida a los fines del impuesto a las ganancias federal de Estados Unidos como resultado de dicho depósito, extinción legal y liberación de compromiso, según corresponda y quedarán sujetos al impuesto a las ganancias federal de Estados Unidos sobre el mismo monto y en la misma forma y en la misma oportunidad como si dicho depósito, extinción legal y liberación de compromiso, según corresponda, no hubieran ocurrido (opinión que, en el caso del apartado (1) anterior, deberá estar fundada en un cambio en la ley del impuesto a las ganancias federal de Estados Unidos o en una decisión del *Internal Revenue Service* de Estados Unidos); y
 - 2) el fideicomiso de la extinción no está registrado, y no debe registrarse, como una compañía de inversión bajo la Ley de Sociedades de Inversión de 1940; y

- (ii) una Opinión Legal y un Certificado de Funcionarios que acredite el cumplimiento de todas las condiciones precedentes previstas en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables en relación con la extinción legal y liberación de compromiso, según corresponda, de las Obligaciones Negociables.

Si la Emisora depositara o dispusiera el depósito de dinero u Obligaciones del Gobierno Estadounidense para pagar o cancelar el capital, (y prima, en su caso) e intereses, de existir, de las Obligaciones Negociables en circulación hasta, pero excluyendo, una fecha de rescate en la que todas las Obligaciones Negociables en circulación sean rescatadas, dicha fecha de rescate será irrevocablemente designada por una resolución del Directorio de la Emisora entregada al Fiduciario en o antes de la fecha del depósito de dicho dinero y/u Obligaciones del Gobierno Estadounidense, y tal resolución será acompañada por un requerimiento irrevocable de la Emisora al Fiduciario de que notifique irrevocablemente dicho rescate por cuenta y cargo de la Emisora, no menos de 15 ni más de 60 días previos a dicha fecha de rescate, de conformidad con el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables.

Cumplimiento y Cancelación

El presente Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables se cancelará y dejará de tener efectos (excepto en relación con los derechos subsistentes expresamente previstos en dicho Contrato de Fideicomiso) en relación con todas las Obligaciones Negociables emitidas en virtud del Contrato de Fideicomiso, cuando (a) (i) se hayan entregado al Fiduciario para cancelación todas las Obligaciones Negociables que hayan sido autenticadas, salvo aquellas extraviadas, robadas o destruidas que hayan sido reemplazadas o pagadas y las Obligaciones Negociables para cuyo pago se hayan depositado fondos en fideicomiso y éstos hayan sido posteriormente restituidos a la Emisora o liberados de dicho fideicomiso; o bien (ii) todas las Obligaciones Negociables que no hayan sido entregadas al Fiduciario para su cancelación se hayan tornado vencidas y exigibles o fueran a vencer dentro del año, ya sea a su Vencimiento Declarado o ante un llamado de rescate, y la Emisora o cualquier Subsidiaria hubiera depositado o dispuesto el depósito en el Fiduciario, en calidad de fondos fideicomitados exclusivamente para beneficio de los tenedores de Obligaciones Negociables, efectivo en Dólares Estadounidenses, por montos suficientes para pagar y cancelar la Deuda total sobre las Obligaciones Negociables no entregadas al Fiduciario para cancelación en concepto de capital, prima y Montos Adicionales, si hubiera, e intereses devengados hasta la fecha de dicho depósito (en el caso de Obligaciones Negociables que se hayan tornado vencidas y exigibles) o hasta el Vencimiento Declarado o la fecha de rescate, según el caso, y la Emisora haya entregado instrucciones irrevocables al Fiduciario bajo el Contrato de Fideicomiso para aplicar cualquier monto depositado al pago de las Obligaciones Negociables a su vencimiento o fecha de rescate, según sea el caso; (b) la Emisora hubiera pagado o dispuesto el pago de todas las sumas pagaderas por ella bajo el presente Contrato de Fideicomiso; (c) la Emisora hubiera entregado un Certificado de Funcionarios y una Opinión Legal al Fiduciario acreditando que se han satisfecho todas las condiciones precedentes para dicho cumplimiento y cancelación.

Sin perjuicio del cumplimiento y la cancelación del Contrato de Fideicomiso, las obligaciones del Emisor frente al Fiduciario, incluidas las obligaciones de pago e indemnización, cualquier registrador o agente pagador en virtud del Contrato de Fideicomiso seguirán vigentes y, si se hubiera depositado dinero en manos del Fiduciario de conformidad con la cláusula (a) anterior, las obligaciones del Fiduciario con respecto a la aplicación del dinero del fideicomiso en virtud del Contrato de Fideicomiso seguirán vigentes.

Registro y Sistema Escritural

Las Obligaciones Negociables se emitirán en forma plenamente nominativa sin cupones de intereses. Las

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Obligaciones Negociables ofrecidas y vendidas con arreglo a la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense estaban representadas por una o más obligaciones negociables globales permanentes en forma definitiva y plenamente nominativas y escriturales sin cupones de intereses (cada una, una **“obligación negociable Global en virtud de la Regulación S”**) y serán depositadas con el Fiduciario en carácter de institución depositaria de DTC y registradas a nombre de una persona designada por DTC para acreditación en una cuenta de un participante directo o indirecto de DTC, incluyendo Euroclear y Clearstream, según se describe más adelante.

Las Obligaciones Negociables vendidas de conformidad con la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense estuvieron representadas por una o varias obligaciones negociables globales permanentes en forma definitiva y plenamente nominativa y escritural sin cupones de intereses (individualmente, una **“obligación negociable global restringida”** y junto con la obligación negociable global en virtud de la Regulación S, las **“obligaciones negociables globales”**) y serán depositadas en el Fiduciario en carácter de institución depositaria de DTC y registradas a nombre de una persona designada por DTC para acreditación en una cuenta de un participante directo o indirecto de DTC, según se describe a continuación.

La titularidad de participaciones beneficiarias en una obligación negociable global estará limitada a personas que tengan cuentas en DTC (los **“participantes”**) o a personas que ostenten participaciones a través de participantes. La titularidad de participaciones beneficiarias en una obligación negociable global constará en, y las transferencias de dicha titularidad se efectuarán únicamente a través de, los registros mantenidos por DTC o las personas que ésta designe (respecto de participaciones de participantes) y los registros de participantes (respecto de participaciones de personas que no sean participantes).

En tanto DTC o la persona que ésta designe sea el titular registral o el tenedor de una obligación negociable global, se considerará que DTC o la persona que ésta designe, según corresponda, es el único titular o tenedor de las Obligaciones Negociables representadas por dicha obligación negociable global para todos los efectos en virtud del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables. Ningún titular beneficiario de una participación en una obligación negociable global podrá transferir esa participación, salvo con arreglo a lo dispuesto en las normas y procedimientos aplicables de DTC y sus participantes directos e indirectos (incluidos, de corresponder, los de Euroclear y Clearstream) además de los establecidos en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables.

Los pagos efectuados respecto a una obligación negociable global se realizarán a favor de DTC, o de las personas que éstas designen, como titular registral de la misma.

Ni la Emisora, ni el Fiduciario ni los respectivos agentes son responsables de ningún aspecto de los registros relacionados con o de los pagos efectuados en nombre de participaciones beneficiarias en una obligación negociable global, ni del mantenimiento, la supervisión o la revisión de registros relacionados con dichas participaciones beneficiarias.

La Emisora espera que, en oportunidad de recibir algún pago relacionado con las obligaciones negociables globales, DTC o la persona que ésta designe procederá a acreditar en las cuentas de los participantes las sumas de dinero proporcionales a sus respectivas participaciones beneficiarias en el capital de la obligación negociable global en cuestión, según consta en los registros de DTC o de la persona que ésta designe. Asimismo, la Emisora espera que los pagos efectuados por participantes y participantes indirectos a los titulares de participaciones beneficiarias en dicha obligación negociable global mantenida a través de esos participantes se rijan por las instrucciones permanentes y por los usos y costumbres, como es actualmente el caso de los títulos valores mantenidos por cuenta

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

de clientes registrados a nombre de las personas designadas por dichos clientes. Dichos pagos son responsabilidad de dichos participantes, no siendo responsabilidad de la Emisora, de DTC, del Fiduciario ni de ninguno de los agentes respectivos.

Sujeto al cumplimiento de las restricciones para efectuar transferencias aplicables a las obligaciones negociables globales, las transferencias entre participantes de DTC se efectuarán con arreglo a los procedimientos de DTC y se liquidarán en fondos del mismo día.

Las transferencias entre participantes de Euroclear y Clearstream se efectuarán de acuerdo con sus respectivas reglas y procedimientos operativos.

La Emisora prevé que DTC, Euroclear y/o Clearstream, según el caso, realizarán todos los actos permitidos a un tenedor de Obligaciones Negociables únicamente siguiendo las instrucciones de uno o más participantes a cuyo nombre esté acreditada la participación en una obligación negociable global y únicamente respecto de la porción del valor nominal total de las Obligaciones Negociables por la cual dicho participante o participantes han impartido dicha instrucción.

La Emisora entiende que DTC es una compañía fiduciaria de objeto limitado (*limited purpose trust company*) constituida con arreglo a las leyes del Estado de Nueva York; una “institución bancaria” de acuerdo con el significado que le asigna al término la Ley de la Industria Bancaria de Nueva York, una compañía miembro del Sistema de la Reserva Federal, una “sociedad compensadora” según el significado que le asigna al término el Código Comercial Uniforme y una “cámara de compensación” registrada de conformidad con las disposiciones del Artículo 17A de la Ley de Mercados de Valores Estadounidense. DTC fue creada para funcionar como institución depositaria de los títulos valores de sus participantes y facilitar la compensación y liquidación de transacciones con títulos valores entre participantes a través de cambios electrónicos en las cuentas de sus participantes mediante el sistema escritural, eliminando así la necesidad de efectuar el traslado físico de los certificados y otras organizaciones. También tienen acceso indirecto al sistema de DTC otras partes, entre ellas, bancos, corredores y operadores bursátiles y compañías fiduciarias que realizan operaciones de compensación o tienen una relación de custodia con un participante, sea directamente o a través de un intermediario.

La Emisora entiende que quienes inviertan en las obligaciones negociables globales pueden conservar sus participaciones directamente a través de DTC, si son participantes de ese sistema, o indirectamente a través de otras organizaciones (entre ellas, Euroclear y Clearstream) que son participantes o participantes indirectos de dicho sistema. Euroclear y Clearstream conservarán participaciones en las Obligaciones Negociables a nombre de sus participantes a través de las cuentas de títulos de sus clientes que figuren a sus respectivos nombres en los libros de las respectivas instituciones depositarias. A su vez, las instituciones depositarias conservarán las participaciones en las Obligaciones Negociables en cuentas de títulos de los clientes a nombre de las instituciones depositarias en los libros de DTC. Euroclear y Clearstream facilitarán la compensación y liquidación de transacciones con títulos valores entre sus respectivos participantes a través de cambios electrónicos en las cuentas de esos participantes mediante el sistema escritural. Los participantes de Euroclear y Clearstream son instituciones financieras, entre ellas, suscriptores, corredores y operadores bursátiles, bancos, compañías fiduciarias y ciertas otras organizaciones. También tienen acceso indirecto a Euroclear y/o Clearstream otras partes, entre ellas, bancos, corredores y operadores bursátiles y compañías fiduciarias que realizan operaciones de compensación o tienen una relación de custodia con un participante de Euroclear y/o Clearstream, sea directamente o indirectamente.

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Sujeto al cumplimiento de las restricciones para efectuar transferencias aplicables a las obligaciones negociables globales, las transferencias entre mercados entre participantes de DTC, por un lado, y directa o indirectamente a través de participantes de Euroclear o Clearstream, por el otro, serán efectuadas por sus respectivos depositarios a través de DTC de conformidad con las reglas y los procedimientos de esta última, en nombre de Euroclear o Clearstream, según corresponda; no obstante, para efectuar transferencias entre mercados, Euroclear o Clearstream, según sea el caso, deberán recibir instrucciones de la contraparte de dicho sistema, de acuerdo con las reglas y los procedimientos de dicho sistema y dentro de los plazos establecidos por el mismo. Si la transacción cumple con los requisitos para proceder a su liquidación, Euroclear o Clearstream, según sea el caso, deberán impartir instrucciones a sus respectivos depositarios indicándoles que procedan a efectuar la liquidación final a su nombre, entregando o recibiendo participaciones en las obligaciones negociables globales en DTC, y librando o recibiendo el pago respectivo, de conformidad con los procedimientos normales aplicables a DTC para liquidación de operaciones con valores acreditables en el mismo día. Los participantes de Euroclear y Clearstream no podrán impartir instrucciones directamente a los depositarios de Euroclear o Clearstream.

Debido a diferencias entre husos horarios, la cuenta de títulos de un participante de Euroclear o Clearstream que esté adquiriendo una participación en una obligación negociable global a un participante de DTC será acreditada y dicha acreditación será informada al participante de Euroclear o Clearstream relevante el día en el que se procese la liquidación de los títulos (el cual deberá ser un día hábil para Euroclear y Clearstream) inmediatamente posterior a la fecha de liquidación de DTC. Los fondos recibidos en Euroclear o Clearstream producto de la venta de participaciones en una obligación negociable global por o a través de un participante de Euroclear o Clearstream a un participante de DTC se recibirán con valor a la fecha de liquidación de DTC, pero estarán disponibles en la cuenta de efectivo relevante de Euroclear o Clearstream a partir del día hábil para Euroclear o Clearstream siguiente a la fecha de liquidación de DTC. Las transferencias de participaciones beneficiarias entre obligaciones negociables globales se liquidarán libres de pagos.

Si bien se supone que DTC, Euroclear y Clearstream seguirán los procedimientos descritos más arriba para facilitar la transferencia de participaciones en una obligación negociable global entre participantes de DTC, Euroclear y Clearstream, según sea el caso, estas instituciones no están obligadas a llevar a cabo o seguir llevando a cabo tales procedimientos, pudiendo discontinuarlos en cualquier momento. La Emisora, el Fiduciario o nuestros respectivos agentes de pago no se hacen responsables del cumplimiento por parte de DTC, Euroclear o Clearstream o de sus respectivos participantes o participantes indirectos de sus respectivas obligaciones en virtud de las reglas y los procedimientos que rigen sus respectivas operaciones.

Todas las participaciones en una obligación negociable global, incluidas aquellas que se posean a través de Euroclear o Clearstream, estarán sujetas a los procedimientos y requisitos de DTC. Las participaciones que se posean a través de Euroclear o Clearstream también estarán sujetas a los procedimientos y requisitos de estos sistemas. Las leyes de algunas jurisdicciones exigen que ciertas personas tomen la posesión física de los títulos en forma definitiva. Dichas leyes podrían dificultar la posibilidad de transferir participaciones beneficiarias en las Obligaciones Negociables a dichas personas.

Obligaciones Negociables cartulares (*certificatted notes*)

Los intereses beneficiarios en el certificado global de Obligaciones Negociables no podrán ser canjeados por Obligaciones Negociables en formato físico y certificado, excepto en los siguientes casos:



- DTC nos notifique en cualquier momento que no desea o no puede continuar actuando como depositario de las Obligaciones Negociables y no se designe un depositario sucesor dentro de los 90 días;
- DTC deje de estar registrada como agencia de compensación ("*clearing agency*") bajo la Exchange Act y no se designe un depositario sucesor dentro de los 90 días;
- nosotros, a nuestra opción, notifiquemos al Fiduciario que elegimos provocar la emisión de Obligaciones Negociables cartulares (*certificatted notes*); o
- ocurran otros eventos previstos en el Contrato de Fideicomiso (*Indenture*), incluyendo la ocurrencia y continuación de un Evento de Incumplimiento ("*Event of Default*") respecto de las Obligaciones Negociables, y el tenedor haya solicitado dicho canje.

En todos los casos, las Obligaciones Negociables cartulares (*certificatted notes*) entregadas en canje por cualquier Certificado Global de las Obligaciones Negociables será registrada a nombre de las personas y emitidas en las denominaciones aprobadas solicitadas por el depositario, y llevará una leyenda que indique las restricciones de transferencia aplicables a dicha Obligación Negociable, si así correspondiera.

Fiduciario, Representante del Fiduciario en Argentina, Agente de Registro, Agente de Pago y Agente de Transferencia de las Obligaciones Negociables

UMB Bank, N.A. es el Fiduciario conforme el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables. La sede social en Nueva York del Fiduciario se encuentra ubicada en Broadway 1412, Suite 1606, Ciudad de Nueva York, 10018 Nueva York. El Fiduciario inicialmente actuará como co-agente de registro y agente de pago y agente de transferencia. En tanto así se requiera en virtud de las leyes de Argentina o las Normas de la CNV, la Emisora mantendrá un agente de registro, un agente de pago, un agente de transferencia y del Fiduciario en Argentina.

La Emisora podrá cambiar los agentes de registro, el Representante del Fiduciario en Argentina, los agentes de pago o los agentes de transferencia sin notificación previa a los tenedores de las Obligaciones Negociables y la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias podrá desempeñarse como agente de registro, agente de pago o agente de transferencia. Todo cambio respecto de dichos agentes será publicado de acuerdo con "—Notificaciones" y será notificado a la CNV, el BYMA y el A3 Mercados.

Salvo durante la continuidad de un Supuesto de Incumplimiento, es necesario que el Fiduciario cumpla únicamente aquellas funciones que estén específicamente establecidas en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables y no se interpretarán compromisos u obligaciones implícitas en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables en contra del Fiduciario. En el caso de que haya ocurrido un Supuesto de Incumplimiento y continuara vigente, el Fiduciario deberá ejercer los derechos y facultades que le son conferidos por el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables y ejercer y usar el mismo grado de cuidado y habilidad en su ejercicio como lo haría una persona prudente en esas circunstancias en la conducción de sus propios asuntos. Ninguna disposición del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables requerirá que el Fiduciario desembolse o arriesgue sus propios fondos o de otro modo incurra ninguna obligación financiera en el cumplimiento de sus funciones en virtud de sus términos o en el ejercicio de sus derechos o facultades salvo en el caso que reciba indemnización y/o garantía a su satisfacción contra cualquier pérdida, obligación o gasto.

El Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables contiene limitaciones a los derechos del Fiduciario, para



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

el caso en que pase a ser un acreedor de un obligado respecto de las Obligaciones Negociables, para obtener el pago de reclamos en ciertos casos o para la venta de ciertos bienes recibidos respecto de dicho reclamo como garantía o de otra forma. Se permite que el Fiduciario se comprometa en otras operaciones con la Emisora y sus Afiliadas; *teniendo en cuenta* que si adquiriera alguna participación en conflicto (dentro de la definición del *Trust Indenture Act* de 1939 de Estados Unidos), debe eliminar el conflicto o renunciar dentro de los 90 días.

Ley Aplicable, Aceptación de Competencia, Conversión de Moneda y Notificaciones Procesales

El Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables se regirán por y serán interpretados de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, *quedando establecido* que la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina rige los requisitos para que las Obligaciones Negociables califiquen como tales de acuerdo con sus términos, mientras que dicha ley, junto con la Ley General de Sociedades Comerciales N° 19.550 de Argentina, y sus modificatorias y complementarias, la Ley de Mercado de Capitales de Argentina, las Normas de la CNV y otras leyes y reglamentaciones argentinas aplicables rigen la capacidad y autorización societaria de la Emisora para suscribir y otorgar las Obligaciones Negociables, la autorización de la CNV para la oferta pública de las Obligaciones Negociables en Argentina y ciertos asuntos relacionados con las asambleas de tenedores.

La Emisora se someterá a la competencia no exclusiva de los tribunales del Estado de Nueva York y los tribunales federales estadounidenses del Distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York (los “**Tribunales Especificados**”) respecto de cualquier acción que pueda ser entablada en relación con el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables, y ha designado a National Corporate Research, Ltd. como agente para el traslado de notificaciones procesales.

Si a los fines de obtener sentencia en cualquier tribunal resultara necesario convertir una suma adeudada en virtud del presente al tenedor de una Obligación Negociable de dólares estadounidenses a otra moneda, la Emisora ha acordado y cada tenedor mediante la tenencia de dicha Obligación Negociable se considerará que ha acordado, con el máximo alcance con que la Emisora pueda efectivamente hacerlo, que el tipo de cambio utilizado será aquel al cual, de acuerdo con los procedimientos bancarios habituales, dicho tenedor pudiera comprar dólares estadounidenses con dicha otra moneda en la Ciudad de Nueva York, Nueva York, el Día Hábil inmediatamente anterior al día en que se emita dicha sentencia.

Los reclamos contra la Emisora para el pago de capital e intereses, prima, si hubiera, u otros montos adeudados sobre las Obligaciones Negociables (incluso Montos Adicionales) deberán realizarse dentro de los cinco años respecto del capital y dos años respecto de intereses, prima, si hubiera y otros montos adeudados sobre las Obligaciones Negociables (incluso Montos Adicionales), en cada caso desde la fecha en que dicho pago venció por primera vez, o el plazo menor dispuesto por ley.

Renuncia a Inmunidad

En tanto la Emisora o cualquiera de sus bienes, activos o ingresos puedan tener o pueda en adelante corresponderles, en cualquier jurisdicción en la que cualquier Tribunal Especificado se lo otorgue, o pueda ser atribuido a la Emisora, algún derecho de inmunidad, con motivo de soberanía o por otra causa, respecto de cualquier acción, juicio o procedimiento judicial, respecto del otorgamiento de algún resarcimiento en dicha acción, juicio o procedimiento judicial, de compensación o reconvencción, del traslado de notificaciones procesales, de embargo preventivo o ejecutivo, de la ejecución de una sentencia u otro proceso o procedimiento legal para obtener un resarcimiento o la ejecución de alguna sentencia en cualquier Tribunal Especificado en el que puedan entablarse las

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

acciones en cualquier momento, respecto de las obligaciones y responsabilidades de la Emisora, o cualquier cuestión de acuerdo con las Obligaciones Negociables o el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, o que surgiera o se relacionara con ellos, en la máxima medida de lo permitido por la ley aplicable, la Emisora irrevocable e incondicionalmente renuncia o renunciará a dicho derecho, acuerda no litigar o reclamar dicha inmunidad y acepta dicho resarcimiento y ejecución, *quedando establecido* que, si los tribunales argentinos determinaran que cualquiera de los bienes de la Emisora ubicados en Argentina resultaran necesarios para la prestación de un servicio público esencial, dicho bien podría no estar sujeto a embargo preventivo o ejecutivo.

Listado

La Emisora ha solicitado la autorización para listar las Obligaciones Negociables en BYMA incluyendo el Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA y para admitir las Obligaciones Negociables a la negociación en A3 Mercados.

Ciertas Definiciones

“Deuda Adquirida” significa Deuda de una Persona existente al momento en el que dicha Persona se fusiona con una Subsidiaria Restringida o pasa a ser una de ellas y no es Incurrida en relación o considerando que la Persona se fusiona o pasa a ser una Subsidiaria Restringida. Se considerará que la Deuda Adquirida ha sido Incurrida al momento en que dicha Persona pasa a ser una Subsidiaria Restringida o al momento en que se fusiona por absorción o consolidación con la Emisora o una Subsidiaria Restringida o al momento en que dicha Deuda es asumida en relación con la adquisición de los activos de dicha Persona.

“Montos Adicionales” tiene el significado establecido bajo el título “—Montos Adicionales” anteriormente mencionado.

“Activos Adicionales” significa:

- (i) cualquier bien o activos (que no sean Deuda y Capital Social) a ser utilizado por la Emisora o una Subsidiaria Restringida dedicada a un Negocio Permitido; y
- (ii) el Capital Social de una Persona dedicada a un Negocio Permitido que pase a ser Subsidiaria Restringida como resultado de la adquisición de dicho Capital Social por parte de la Emisora u otra Subsidiaria Restringida.

“Obligaciones Negociables Adicionales” tiene el significado establecido bajo el título “Obligaciones Negociables Adicionales” precedente.

“Afiliada” significa, respecto de cualquier Persona, cualquier otra Persona que, directa o indirectamente controla, está controlada por o bajo el control común directo o indirecto con dicha Persona. A los efectos de esta definición, “control” (incluso con significados correlativos, los términos “controlante”, “controlada por” y “bajo el control común con”) respecto de cualquier Persona, significa la posesión directa o indirectamente de la facultad de dirigir o disponer la dirección de la gestión y políticas de dicha Persona, sea a través de la titularidad de títulos con derechos de voto, por contrato o de otra forma.

“Ley de Mercado de Capitales de Argentina” significa la Ley Nº 26.831 de Mercado de Capitales de Argentina, según fuera enmendada y complementada por la Ley de Financiamiento Productivo de Argentina.



“Entidad de Gobierno de Argentina” significa cualquier autoridad gubernamental federal con jurisdicción o facultades regulatorias sobre el mercado energético de Argentina, incluyendo, sin limitación, el Ministerio de Economía de la Nación, la Secretaría de Energía de la Nación o cualquier entidad que la suceda, o cualquier Persona en la que el gobierno federal de Argentina posea una participación significativa y que participe en el mercado energético de Argentina, incluyendo, sin limitación, CAMMESA o cualquier entidad que la suceda.

“Ley de Financiamiento Productivo de Argentina” significa la Ley de Financiamiento Productivo de Argentina Nº 27.440, junto con las demás modificaciones introducidas eventualmente.

“Venta de Activos” significa cualquier venta, locación, transferencia u otra disposición (incluida una Operación de Venta con Arrendamiento Posterior) de activos por parte de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, incluso mediante una fusión por absorción, consolidación u operación similar e inclusive cualquier venta o emisión de Participaciones Accionarias de cualquier Subsidiaria Restringida (cada una de las anteriores referida como una **“disposición”**), *teniendo en cuenta* que las siguientes no se incluyen en la definición de “Venta de Activos”:

- 1) una disposición a favor de la Emisora o una Subsidiaria Restringida, incluso la venta o emisión por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de Participaciones Accionarias de cualquier Subsidiaria Restringida a favor de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida;
- 2) la disposición por parte de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de fondos en efectivo o Equivalentes de Efectivo;
- 3) la disposición por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida en el curso habitual de los negocios de (i) bienes de cambio y otros activos mantenidos para la venta en el curso ordinario de los negocios, (ii) activos dañados, gastados u obsoletos que hayan dejado de ser de utilidad en la conducción del negocio de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, (iii) derechos otorgados a terceros conforme a locaciones o licencias o (iv) cualquier bien, derechos o activos luego del vencimiento de acuerdo con los términos de cualquier concesión;
- 4) la venta o descuento de cuentas a cobrar que surjan en el curso habitual de los negocios en relación con la transacción, conciliación o cobro de ellas;
- 5) una operación cubierta por “—Ciertos compromisos—Limitación a la Fusión por Absorción, Consolidación o Venta de Activos”;
- 6) un Pago Restringido permitido en “—Ciertos compromisos—Limitación a los Pagos Restringidos” o una Inversión Permitida;
- 7) una Operación de Venta con Arrendamiento Posterior permitida conforme a “—Ciertos compromisos—Limitación a Operaciones de Venta con Arrendamiento Posterior”;
- 8) la emisión de Acciones Excluidas o Acciones Preferidas conforme a “—Ciertos compromisos —Limitación a la Deuda”;
- 9) el desistimiento o la renuncia de derechos contractuales o la conciliación, la liberación o el desistimiento de reclamos contractuales, extracontractuales o de otro tipo;

10) la constitución de un Gravamen Permitido; y

11) cualquier enajenación realizada en una operación o serie de operaciones relacionadas de activos con un valor de mercado razonable inferior al valor que sea mayor entre (x) U\$S40 millones (o el equivalente en otras monedas), o (y) 2,0% de los Activos Totales Consolidados.

“Deuda Atribuible” significa, respecto de cualquier Operación de Venta con Arrendamiento Posterior, al momento de la determinación, el valor presente (descontado a la tasa de interés implícita en la Operación de Venta con Arrendamiento Posterior) del total de las obligaciones del locatario por pagos de alquileres durante el plazo restante de la locación en dicha Operación de Venta con Arrendamiento Posterior.

“Ley de Concursos y Quiebras” significa la Ley argentina Nº 24.522 de Concursos y Quiebras y sus modificatorias y complementarias, y toda otra ley aplicable sobre quiebras, concursos u otra ley similar vigente en la actualidad o en adelante.

“Directorio” significa, respecto de cualquier Persona, el directorio u órgano de gobierno similar de dicha Persona o cualquiera de sus comités debidamente autorizado.

“BCBA” se refiere a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

“Resolución del Directorio” significa, respecto de cualquier Persona, una copia de una resolución certificada por el Secretario o asesor jurídico de dicha Persona en cuanto a que ha sido debidamente adoptada por el Directorio de dicha Persona y se encuentra en plena vigencia y efecto en la fecha de tal certificación y entregada al Fiduciario.

“Día Hábil” significa un día que no sea sábado, domingo o cualquier día en que las entidades bancarias y/o los mercados de valores estuvieran autorizados a cerrar o se les exigiera cerrar por ley en la Ciudad de Nueva York, Nueva York o la ciudad de Buenos Aires, Argentina.

“CAMMESA” significa Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, una sociedad anónima debidamente constituida y válidamente existente en virtud de las leyes de Argentina y toda entidad que eventualmente la suceda.

“Arrendamiento Financiero” significa, respecto de cualquier Persona, el arrendamiento de cualquier bien que, de conformidad con las NIIF deba capitalizarse en los estados financieros de dicha Persona (salvo por cualquier arrendamiento que se habría considerado un arrendamiento operativo bajo las NIIF vigentes inmediatamente antes de la adopción de la NIIF 16 (Arrendamientos)).

“Capital Social” significa respecto de cualquier Persona, todas y cada una de las acciones, participaciones, derechos de compra, *warrants*, opciones, certificados de participación, participaciones u otras figuras equivalentes o derechos (cualquiera fuera su designación y tengan o no derechos de voto) sobre el capital de dicha Persona, incluyendo Acciones Preferidas y participaciones en sociedades de responsabilidad limitada o en sociedades de personas (ya sean sociedades colectivas o sociedades en comandita) pero excluyendo títulos de deuda convertibles o canjeables por dicho capital.

“Equivalentes de Efectivo” significa:

1) Dólares Estadounidenses, Pesos Argentinos o dinero en efectivo en otras monedas recibido en el curso



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

habitual de los negocios;

- 2) (i) Títulos del Gobierno Estadounidense o certificados que representen una participación en Títulos del Gobierno Estadounidense o (ii) obligaciones generales comercializables emitidas o garantizadas incondicionalmente por Argentina o el Banco Central de Argentina;
- 3) (i) depósitos a la vista, (ii) depósitos a plazo fijo y certificados de depósito con vencimiento dentro del año a partir de la fecha de adquisición, (iii) aceptaciones bancarias con vencimiento dentro del año de la fecha de adquisición, y (iv) depósitos a un día, en cada caso, en un banco o compañía fiduciaria organizada o autorizada para operar con arreglo a las leyes de (x) Argentina o cualquiera de sus subdivisiones políticas con una de las cuatro calificaciones internacionales o locales Grado de Inversión asignadas por S&P, Moody's o Fitch u otra calificación equivalente otorgada por al menos una "agencia de calificación estadística reconocida a nivel nacional" registrada con arreglo al Artículo 15E de la Ley de Mercados de Valores Estadounidense o de (y) los EE.UU. o cualquiera de sus estados cuyo capital, excedente y utilidades no distribuidas supere los U\$S500 millones y cuya deuda a corto plazo posea la calificación "A-2" o superior asignada por S&P o "P-2" o superior otorgada por Moody's (u otra calificación equivalente otorgada por al menos una agencia de calificación estadística reconocida a nivel nacional registrada de conformidad con el Artículo 15E de la Ley de Mercados de Valores Estadounidense);
- 4) obligaciones de recompra con un plazo no mayor a siete días para títulos subyacentes del tipo que se describe en los puntos (2) y (3) precedentes contraídas con una entidad financiera que cumpla con los requisitos del punto (3) precedente;
- 5) (i) título de crédito con calificación de al menos "P-1" asignada por Moody's o "A-1" asignada por S&P y (ii) título de crédito de una emisora argentina cuyas obligaciones de deuda no garantizadas a largo plazo tengan la calificación internacional más alta de un emisor argentino;
- 6) bonos corporativos y pagarés negociables en bolsa de un emisor argentino que cuente con una de las cuatro calificaciones internacionales o locales más altas otorgadas por S&P, Moody's o Fitch, o una calificación equivalente similar otorgada por al menos una "organización de calificación estadística reconocida a nivel nacional" registrada en virtud de la Sección 15E del Exchange Act.
- 7) inversiones sustancialmente similares, de calidad crediticia comparable, denominadas en dólares estadounidenses, euros, o en la moneda de cualquier jurisdicción en la que la Emisora o sus Subsidiarias operen su negocio; o
- 8) (x) fondos del mercado monetario cuyos activos (al menos, el 65%) constan de inversiones del tipo descrito en los puntos (1) a (5) precedentes, (y) fondos comunes locales (fondos argentinos concentrados principalmente en inversiones de gestión de fondos dentro del país) con una calificación local de al menos "Aa-bf.ar" por Moody's o la equivalente por Fitch o S&P (o sus respectivas afiliadas en Argentina, incluyendo, entre otras, Fix Scr S.A.).

"Cambio de Control" significa el acaecimiento de cualquiera de los siguientes hechos:

- 1) que una "persona" o "grupo" (tal como se emplean estos términos a los fines de los artículos 13(d) y 14(d) de la Ley de Mercados de Valores Estadounidense), distinto de uno o más Tenedores Permitidos, pase a ser

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

titular beneficiario (tal como se define en las Normas 13d-3 y 13d-5 bajo la Ley de Mercados de Valores Estadounidense, excepto que se entenderá que dicha persona o grupo posee la “titularidad beneficiaria” de todas las acciones que dicha persona o grupo tenga derecho a adquirir, ya sea que dicho derecho sea ejercitable en forma inmediata o únicamente después del vencimiento de un plazo), directa o indirectamente, de más del 50% de las Acciones con Derechos de Voto en circulación de la Emisora, medido por el derecho a voto y no por el número de acciones;

- 2) la venta, locación, transferencia, transmisión u otra enajenación, directa o indirecta, en una operación o una serie de operaciones relacionadas, de todos o sustancialmente todos los bienes o activos de la Emisora y las Subsidiarias Restringidas consideradas en conjunto, a una Persona que no sea un Tenedor Permitido; o
- 3) la aprobación por los tenedores del Capital Social de la Emisora de un plan o propuesta para la liquidación o disolución de la Emisora, ya sea o no en cumplimiento de las disposiciones del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables.

“CNV” significa la Comisión Nacional de Valores.

“Normas de la CNV” significa la Resolución General N.º 622/2013 emitida por la CNV, según sea modificada y/o complementada, y cualquier otra norma y regulación de la CNV que se encuentre en vigor de tiempo en tiempo.

“Supuesto de Recompra por Cambio de Control” significa el acaecimiento de un Cambio de Control y de un Supuesto de Baja de la Calificación de Riesgo.

“Emisión de Títulos del Tesoro Comparables” significa el o los títulos del Tesoro de Estados Unidos seleccionados por un banco de inversión independiente reconocido internacionalmente, designado por la Emisora, con un vencimiento (o vencimiento interpolado) comparable a la Fecha de Primer Llamado, que serían utilizados, en oportunidad de la selección y de conformidad con las prácticas financieras habituales, para fijar el precio de nuevas emisiones de títulos de deuda privados con vencimiento en la Fecha de Primer Llamado.

“Precio de Títulos del Tesoro Comparables” significa, respecto de cualquier fecha de rescate:

- 1) el rendimiento calculado por la Emisora el tercer Día Hábil anterior a la fecha de rescate, de la siguiente forma: para el último día que aparece en el informe estadístico publicado por la Junta de Gobierno del Sistema de la Reserva Federal denominado “Tasas de Interés Seleccionadas – H.15” (o cualquier publicación sucesora) (“H.15”) bajo el título “Vencimientos Constantes del Tesoro – Nominal”, la Emisora seleccionará dos rendimientos –uno para el vencimiento inmediatamente anterior y otro para el vencimiento inmediatamente posterior a la Fecha de Primer Llamado y realizará una interpolación según el método de la línea recta empleando dichos rendimientos; si no hubiera un vencimiento tal antes o después, la Emisora seleccionará el rendimiento para el vencimiento inmediatamente siguiente o anterior, según el caso, a la Fecha de Primer Llamado; o
- 2) si H.15 dejara de estar disponible, no fuera publicado o no indicara dichos precios en ese Día Hábil, (a) el promedio de las Cotizaciones del Operador de Títulos del Tesoro de Referencia aplicables para esa fecha de rescate, después de excluir la más alta y la más baja de tales Cotizaciones del Operador de Títulos del Tesoro de Referencia, o (b) si hubiera menos de tres Cotizaciones del Operador de Títulos del Tesoro de Referencia,

el promedio de todas dichas cotizaciones.

“EBITDA Ajustado Consolidado” significa, con respecto a cualquier período, el Resultado Neto Consolidado,

- 1) más los siguientes conceptos (sin duplicación), en la medida en que sean deducidos en el cálculo del Resultado Neto Consolidado:
 - a) resultados financieros netos, *más*
 - b) impuesto a las ganancias consolidado, exceptuando el impuesto a las ganancias o los ajustes al impuesto a las ganancias (positivos o negativos) atribuibles a la Venta de Activos o a ganancias o pérdidas extraordinarias; *más*
 - c) gastos por depreciación consolidada de propiedades, planta y equipo y amortización de activos intangibles; *más*
 - d) Ganancia/(Pérdida) de negocios conjuntos; *más*
 - e) otros cargos netos; *más*
 - f) otros cargos no monetarios;
- 2) menos los rubros no monetarios (sin duplicación) que incrementen dicho Resultado Neto Consolidado.

“Intereses Pagados Consolidados” significa, respecto de cualquier período, los intereses pagados consolidados de acuerdo con las NIIF, de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas con relación a la Deuda, *más*, en tanto no estuviera incluido en dichos intereses pagados consolidados, y en la medida incurrida, devengada o pagadera por la Emisora o sus Subsidiarias Restringidas con relación a la Deuda, sin duplicación:

- a) intereses pagados atribuibles a Arrendamientos Financieros u Operaciones de Venta con Arrendamiento Posterior,
- b) amortización de costos de descuento de deuda y emisión de deuda,
- c) intereses capitalizados,
- d) intereses pagados no en efectivo,
- e) comisiones, descuentos y otras comisiones y cargos adeudados respecto de financiamiento a través de cartas de crédito y aceptaciones bancarias,
- f) costos en efectivo netos asociados con Acuerdos de Cobertura relacionados con Deuda, y
- g) cualquiera de las erogaciones precedentes respecto de la Deuda de otra Persona Garantizada por la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas, según lo determinado sobre una base consolidada y de acuerdo con las NIIF.

“Resultado Neto Consolidado” significa, respecto de cualquier período, la ganancia (o pérdida) neta de la Emisora y

sus Subsidiarias Restringidas respecto de dicho período, determinada sobre una base consolidada, de conformidad con las NIIF, teniendo en cuenta que lo siguiente (sin duplicación) será excluido del cómputo de Resultado Neto Consolidado:

- 1) la ganancia (pero no la pérdida) neta de cualquier Subsidiaria Restringida en tanto no pudiera distribuirse a la Emisora u otra Subsidiaria Restringida un monto correspondiente en la fecha de determinación sin ninguna aprobación gubernamental (que no haya sido obtenida) o por los estatutos o por cualquier acuerdo, instrumento, sentencia, orden o resolución judicial, norma o regulación gubernamental aplicable a dicha distribución;
- 2) la ganancia (o la pérdida) neta de cualquier Persona que no sea la Emisora o una Subsidiaria Restringida, excepto en la medida del monto de dividendos u otras distribuciones realmente pagadas en efectivo a la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas por dicha Persona durante dicho período o en la medida en que una pérdida haya sido financiada con fondos en efectivo u otros aportes de la Emisora o una Subsidiaria Restringida;
- 3) las ganancias o pérdidas netas después de impuestos atribuibles a Ventas de Activos;
- 4) las ganancias o pérdidas netas extraordinarias después de impuestos; y
- 5) el efecto acumulativo de un cambio en los principios contables.

“Activos Totales Consolidados” significa, en cualquier momento, el monto total de activos de la Emisora y las Subsidiarias Restringidas, todas determinadas en una base consolidada de acuerdo con las NIIF, basado en (i) los balances disponibles más recientes anuales o trimestrales de la Emisora; (ii) de conformidad a las NIIF; (iii) de manera *pro forma* para dar efecto a cualquier adquisición o disposición de empresas, divisiones, líneas de negocio u operaciones por parte de la Emisora y las Subsidiarias Restringidas con posterioridad a la presentación más reciente de los Estados Financieros anuales o trimestrales de la Emisora y en o antes de la fecha de determinación.

“Deuda” significa, respecto de cualquier Persona, sin duplicación:

- 1) Todo endeudamiento de dicha Persona por dinero solicitado en préstamo;
- 2) todas las obligaciones de dicha Persona acreditadas por bonos, debentures, pagarés u otro instrumento similar;
- 3) todas las obligaciones de dicha Persona respecto de cartas de crédito, aceptaciones bancarias u otros instrumentos similares, excluyendo obligaciones respecto de cartas de crédito comerciales o aceptaciones bancarias u otros instrumentos similares emitidos respecto de cuentas comerciales a pagar en tanto no sean libradas o presentadas, o de ser libradas o presentadas, la obligación resultante de la Persona sea pagada dentro de los 10 Días Hábiles;
- 4) todas las obligaciones de dicha Persona de pagar el precio de compra diferido e impago de bienes o servicios que se encuentren registrados como pasivos según las NIIF, excluyendo cuentas comerciales a pagar de la Emisora que surjan en el curso habitual de los negocios de manera acorde con prácticas pasadas de la Emisora (para evitar dudas, dichas cuentas comerciales a pagar incluyen, en el caso de la Emisora, las

cuentas a pagar a IEASA (previamente ENARSA) reflejadas en los estados financieros consolidados de la Emisora por la suma de U\$S38 millones al 30 de septiembre de 2025);

- 5) toda Deuda de dicha Persona con la Secretaría de Energía de Argentina y/o cualquier otra Autoridad Gubernamental involucrada en los mercados energéticos de Argentina;
- 6) todas las obligaciones de dicha Persona como arrendatario conforme a Arrendamientos Financieros;
- 7) toda la Deuda de otras Personas Garantizada por dicha Persona en la medida así Garantizada;
- 8) toda la Deuda de otras Personas garantizada por un Gravamen sobre cualquier activo de dicha Persona, fuera o no dicha Deuda asumida por dicha Persona;
- 9) todas las obligaciones de dicha Persona conforme a Acuerdos de Cobertura; y
- 10) todas las Acciones Excluidas (el monto de la Deuda proveniente de ellas, considerado equivalente a cualquier preferencia en caso de liquidación involuntaria *más* dividendos devengados e impagos).

El monto de la Deuda de cualquier Persona será considerado:

- a) respecto de obligaciones contingentes, el pasivo máximo luego de que tenga lugar la contingencia que diera origen a la obligación, quedando establecido que, con respecto a Deuda que comprende garantías de cumplimiento, de oferta, de caución, de apelación o similares (incluyendo, para evitar dudas, seguros de caución) o garantías de finalización, únicamente cuando, y en la medida en que, dichos montos constituyan obligaciones de reembolso de dicha Persona;
- b) respecto de Deuda garantizada por un Gravamen sobre un activo de dicha Persona pero no así la obligación, contingente o de otra naturaleza, de dicha Persona, lo que resultara inferior entre (x) el valor de mercado razonable de dicho activo en la fecha de constitución del Gravamen e (y) el monto de dicha Deuda;
- c) respecto de cualquier Deuda emitida con descuento de emisión original, el valor nominal de dicha Deuda *menos* la porción no amortizada remanente del descuento de emisión original de dicha Deuda;
- d) respecto de cualquier Acuerdo de Cobertura, el monto neto pagadero si dicho Acuerdo de Cobertura fuera rescindido en ese momento debido a un incumplimiento por parte de dicha Persona; y
- e) de otra manera, su monto de capital en circulación.

“Deuda Altamente Subordinada” significa cualquier Deuda Subordinada de la Emisora que (i) está subordinada a las Obligaciones Negociables en cuanto a su derecho de pago, en virtud de un contrato escrito a tal efecto, (ii) (A) no vence ni requiere ninguna amortización, rescate u otra cancelación de capital (salvo mediante la conversión o canje de dicha Deuda en Acciones Calificadas de la Emisora o una Deuda que cumpla con los requisitos de esta definición), (B) no requiere el pago de intereses en efectivo o montos en efectivo similares, (C) no contiene disposiciones sobre cambio de control o similares, y (D) no está sujeta a caducidad de plazos y no confiera derecho a declarar un incumplimiento o supuesto de incumplimiento ni a realizar ninguna acción ejecutoria o requerir de otra forma ningún pago en efectivo de la Emisora (excepto como resultado de un proceso de insolvencia de la Emisora), en cada caso, antes de los 90 días siguientes al Vencimiento Declarado de las Obligaciones Negociables y todos los demás

montos adeudados bajo el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, (iii) no establece ni requiere ningún derecho real de garantía o gravamen sobre los activos de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, y (iv) no restringe (incluso ante el acaecimiento de cualquier hecho) el pago de montos adeudados respecto de las Obligaciones Negociables o el cumplimiento por la Emisora de sus obligaciones conforme las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables.

“Incumplimiento” significa cualquier hecho que constituya, o que con el envío de notificación, el transcurso del tiempo o ambos constituiría, un Supuesto de Incumplimiento.

“Participaciones Accionarias Excluidas” significa Participaciones Accionarias que por sus términos o luego de algún hecho:

- 1) deban ser rescatadas o pudieran rescatarse a opción del tenedor con anterioridad al Vencimiento Declarado de las Obligaciones Negociables por una contraprestación que no sea Participaciones Accionarias Calificadas; o
- 2) sean convertibles a opción del tenedor en Participaciones Accionarias Excluidas o pudieran canjearse por Deuda.

“Acciones Excluidas” significa Capital Social que constituya Participaciones Accionarias Excluidas.

“ENARSA” significa Energía Argentina Sociedad Anónima, una sociedad anónima privada controlada y administrada por el estado argentino para la exploración, explotación y comercialización de petróleo y gas natural, así como para la generación, transmisión y comercialización de electricidad.

“Participaciones Accionarias” significa todo el Capital Social y todos los *warrants* u opciones respecto de Capital Social u otros derechos a comprar Capital Social, excluyendo Deuda convertible en acciones.

“Ley de Mercados de Valores Estadounidense” significa la *Securities Exchange Act* de 1934 de Estados Unidos y sus modificatorias o cualquier ley o leyes que la reemplacen.

“Fitch” significa Fitch Inc. y sus sucesoras.

“Garantía” significa cualquier obligación, contingente o de otra naturaleza, de cualquier Persona que garantice, directa o indirectamente, cualquier Deuda de cualquier otra Persona o cualquier otra obligación, directa o indirecta, contingente o de otro tipo, de dicha Persona: (i) de comprar o pagar, o adelantar o proveer fondos para la compra o pago de, dicha Deuda u otra obligación monetaria de dicha otra Persona, que surja en virtud de convenios societarios, por acuerdo de respaldo financiero entre casa matriz y subsidiarias (*keep-well*), de compra de activos, mercaderías, títulos valores o servicios, acuerdos take-or-pay, o para mantener la situación patrimonial y financiera u otra u (ii) otorgada a los fines de asegurar de cualquier otra forma su pago al tenedor de dicha Deuda u otra obligación monetaria o para proteger a dicho tenedor de la obligación contra pérdidas respecto de ella, en su totalidad o en parte; *teniendo en cuenta* que el término “Garantía” no incluirá endosos para el cobro o depósito en el curso habitual de los negocios. El término “Garantizar” utilizado como verbo tiene un significado correlativo.

“Acuerdo de Cobertura” significa (i) cualquier acuerdo de swap de tasas de interés, acuerdo de tasa de interés máxima u otro acuerdo, (ii) cualquier contrato a futuro de conversión de moneda extranjera, acuerdo de swap de

moneda, u otro acuerdo; o (iii) futuros sobre productos básicos u otros contratos similares.

“**NIIF**” significa las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por la *International Accounting Standards Board*, vigentes periódicamente. Para evitar dudas, toda la información financiera de la Emisora calculada bajo el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables se confeccionará en base a sus estados financieros consolidados en dólares estadounidenses de conformidad con las NIIF.

“**Incurrir**” significa, respecto de cualquier Deuda o Capital Social, incurrir, constituir, emitir, asumir o Garantizar dicha Deuda o Capital Social. Si cualquier Persona pasara a ser una Subsidiaria Restringida en cualquier fecha posterior a la fecha del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables (inclusive debido a la redesignación de una Subsidiaria No Restringida o el incumplimiento de una Subsidiaria No Restringida de los requisitos necesarios para continuar siendo Subsidiaria No Restringida), se considerará que la Deuda pendiente y Capital Social en circulación de dicha Persona en dicha fecha ha sido Incurrido por dicha Persona en dicha fecha a los fines de “—Ciertos compromisos—Limitación a la Deuda”. La acumulación de descuento de emisión original o pago de intereses en especie no constituirá un Incurrimiento de Deuda.

“**Asesor Financiero Independiente**” significa un estudio contable, empresa de estudios de valuación, banco de inversión o consultor que se encuentre, a criterio del Directorio de la Emisora, calificado para cumplir la tarea para la cual se ha comprometido y que es independiente en relación con la operación pertinente.

“**Índice de Cobertura de Intereses**” significa, en cualquier fecha (la “**fecha de la operación**”) el índice para la Emisora de:

- (i) el monto total de EBITDA Ajustado Consolidado por los cuatro trimestres económicos inmediatamente anteriores a la fecha de determinación respecto de los cuales estén disponibles estados financieros internos (el “**período de referencia**”), respecto de
- (ii) los Intereses Pagados Consolidados totales durante dicho período de referencia.

En la realización del cálculo anterior,

- a) se dará efecto *pro forma* a cualquier Deuda, Acciones Excluidas o Acciones Preferidas Incurridas durante o después del período de referencia en tanto la Deuda, Acciones Excluidas o las Acciones Preferidas se encuentren en circulación o fueran a ser Incurridas en la fecha de la operación como si la Deuda, Acciones Excluidas o Acciones Preferidas hubieran sido Incurridas el primer día del período de referencia;
- b) los cálculos de intereses pro forma sobre la Deuda con tasa de interés flotante serán realizados como si la tasa vigente en la fecha de la operación (tomando en cuenta cualquier Acuerdo de Cobertura aplicable a la Deuda si el Acuerdo de Cobertura tuviera un plazo remanente de al menos 12 meses) hubiera sido la tasa aplicable para el período de referencia íntegro;
- c) se excluirán los Intereses Pagados Consolidados relativos a cualquier Deuda que ya no estuviera pendiente de cancelación o a Acciones Excluidas o Acciones Preferidas que dejaran de estar en circulación o que fueran amortizadas, recompradas o rescatadas en la fecha de la operación, con la excepción de Intereses Pagados Consolidados devengados durante el período de referencia bajo un crédito renovable en la medida del compromiso (o conforme a cualquier crédito renovable reemplazante) pendiente en la fecha de la

operación; y

d) se dará efecto *pro forma* a:

- (i) la constitución, designación o redesignación de Subsidiarias Restringidas o No Restringidas,
- (ii) la adquisición o disposición de sociedades, divisiones o líneas de negocios por parte de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, incluso cualquier adquisición o disposición de una sociedad, división o línea de negocios desde el comienzo del período de referencia por parte de una Persona que pasó a ser Subsidiaria Restringida después del comienzo del período de referencia, y
- (iii) la interrupción de cualesquiera operaciones discontinuadas,

que, en cada caso, hayan tenido lugar desde el comienzo del período de referencia, como si dichos hechos hubieran tenido lugar el primer día del período de referencia. En la medida en que se otorgara efecto *pro forma* a una adquisición o disposición de una sociedad, división o línea de negocios, el cálculo *pro forma* se basará en los cuatro trimestres económicos completos más recientes para los cuales se encuentre disponible la información financiera pertinente.

“**Inversión**” significa:

- 1) cualquier anticipo, préstamo u otra extensión de crédito, directa o indirecta, a otra Persona;
- 2) todo aporte de capital en otra Persona, mediante transferencia de fondos u otros bienes o en cualquier otra forma;
- 3) cualquier compra o adquisición de Participaciones Accionarias, bonos, pagarés u otra Deuda u otros instrumentos o títulos valores similares emitidos por otra Persona, incluso la recepción de cualquiera de lo precedente como contraprestación por la disposición de activos o prestación de servicios, o
- 4) cualquier Garantía de cualquier obligación de otra Persona.

Si la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (x) vendiera o de otro modo dispusiera de las Participaciones Accionarias de alguna Subsidiaria Restringida directa o indirecta de modo que, luego de dar efecto a la venta o disposición, dicha Persona dejara de ser Subsidiaria de la Emisora, o (y) designara cualquier Subsidiaria Restringida como Subsidiaria No Restringida de acuerdo con las disposiciones del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables, todas las Inversiones remanentes de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas en dicha Persona serán consideradas realizadas en dicho momento.

“**Investment Grade**” o “**Grado de Inversión**” significa (i) BBB- o superior por parte de S&P, Baa3 o superior por parte de Moody’s y BBB- o superior por parte de Fitch (o el equivalente a dichas calificaciones por otra Sociedad Calificadora de Riesgo), o (ii) el equivalente a dichas calificaciones en Argentina.

“**Fecha de Emisión y Liquidación**” significa la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables en virtud del Contrato de Fideicomiso (excepto las Obligaciones Negociables Adicionales), conforme se informara en el Aviso de Resultados.

“Gravamen” significa cualquier hipoteca, prenda, derecho real de garantía, restricción, derecho o carga de cualquier tipo (incluso cualquier venta condicional u otro acuerdo de retención de titularidad o Arrendamiento Financiero).

“Moody’s” significa Moody’s Investors Service, Inc. y sus sucesoras.

“Fondos en Efectivo Netos” significa, respecto de cualquier Venta de Activos, los fondos provenientes de dicha Venta de Activos en la forma de sumas en efectivo (incluso (i) pagos respecto de obligaciones de pago diferidas en la medida correspondiente a capital pero no intereses cuando sean recibidos en la forma de efectivo, y (ii) fondos provenientes de la conversión de otra contraprestación recibida al ser convertida en efectivo) netos de:

- 1) comisiones de intermediación y otros honorarios y gastos relacionados con dicha Venta de Activos, inclusive honorarios y gastos de asesores legales, contadores y bancos de inversión;
- 2) provisiones por impuestos como resultado de dicha Venta de Activos sin considerar los resultados de operaciones consolidados de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas;
- 3) pagos que deban realizarse a los tenedores de participaciones minoritarias en Subsidiarias Restringidas como resultado de dicha Venta de Activos o para amortizar Deuda pendiente de cancelación al momento de dicha Compra de Activos que se encuentre garantizada por un Gravamen sobre el bien o activos vendidos; y
- 4) los montos correspondientes a ser proporcionados como una reserva contra obligaciones relacionadas con dicha Venta de Activos, incluso obligaciones de pagos de jubilaciones y pensiones y otros beneficios posteriores a la relación laboral, obligaciones relacionadas con cuestiones ambientales y obligaciones de indemnización relacionadas con dicha Venta de Activos, con cualquier reducción posterior de la reserva que no sea por pagos efectuados e imputados contra el monto reservado a ser considerado una percepción de efectivo.

“Índice de Endeudamiento Neto” significa, en cualquier fecha (la **“fecha de la operación”**), el índice del:

- 1) monto total de Deuda consolidada, neto de efectivo y Equivalentes de Efectivo de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas respecto
- 2) del monto total de EBITDA Ajustado Consolidado por los cuatro trimestres económicos inmediatamente anteriores a la fecha de la operación respecto de los que se encuentren disponibles estados financieros internos (el **“período de referencia”**).

En la realización del cálculo precedente:

- 1) quedarán incluidas las Deudas, Acciones Excluidas o Acciones Preferidas Incurridas después de la fecha del balance general consolidado utilizado para determinar la Deuda que sigue pendiente de cancelación en la fecha de la operación, o las Deudas, Acciones Excluidas o Acciones Preferidas a Incurrir en la fecha de la operación como si hubiesen sido incurridas al comienzo del período de referencia y estuvieran pendientes a la fecha del balance general consolidado;
- 2) quedarán excluidas las Deudas que hayan dejado de estar pendientes de cancelación, Acciones Excluidas o Acciones Preferidas que hayan dejado de estar en circulación, o a ser amortizadas, recompradas,

rescatadas, dadas de baja, revocadas o extinguidas de otro modo en la fecha de la operación; y

3) se dará efecto *pro forma* a:

- a) la constitución, designación o redesignación de Subsidiarias Restringidas y Subsidiarias No Restringidas,
- b) la adquisición o disposición de sociedades, divisiones o líneas de negocios por parte de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, incluso cualquier adquisición o disposición de una sociedad, división o línea de negocios desde el comienzo del período de referencia por parte de una Persona que pasó a ser Subsidiaria Restringida después del comienzo del período de referencia, y
- c) la interrupción de cualesquiera operaciones discontinuadas,
- d) en cada caso, que hayan tenido lugar desde el comienzo del período de referencia como si dichos supuestos hubieran ocurrido el primer día del período de referencia. En la medida en que se otorgara efecto *pro forma* a una adquisición o disposición de una sociedad, división o línea de negocios, el cálculo *pro forma* se basará en los cuatro trimestres económicos completos más recientes para los cuales se encuentre disponible la información financiera pertinente.

“Deuda sin Recurso” significa Deuda respecto de la que, ni la Emisora ni ninguna Subsidiaria Restringida, proveen ninguna Garantía y respecto de la cual los prestamistas han sido notificados por escrito que no tendrán ningún recurso contra las acciones o activos de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida.

“Certificado de Funcionarios” significa, respecto de cualquier Persona, un certificado firmado por dos funcionarios de dicha Persona, uno de los cuales sea director ejecutivo, director financiero, tesorero o director contable, y ya sea un protesorero o un prosecretario de dicha Persona.

“Opinión Legal” significa una opinión escrita de un abogado, que puede ser empleado de la Emisora o asesor legal de la Emisora (salvo según lo establecido en contrario en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables), obtenida por cuenta y cargo de la Emisora o la Persona continuadora o cesionaria o una Subsidiaria Restringida que sea razonablemente aceptable para el Fiduciario.

“Negocio Permitido” significa cualquiera de los negocios a los que la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas se dedican en la Fecha de Emisión y Liquidación, y cualquier negocio que esté razonablemente relacionado, o bien que sea incidental, complementario o accesorio al mismo (incluyendo, sin limitación, el negocio de infraestructura energética).

“Tenedores Permitidos” significa los accionistas de la Emisora a la Fecha de Emisión y Liquidación, de conformidad con este Suplemento, y sus respectivos Cesionarios Permitidos.

“Inversiones Permitidas” significa:

- 1) cualquier Inversión en la Emisora o en una Subsidiaria Restringida directa o indirectamente dedicada a un Negocio Permitido;
- 2) cualquier Inversión en Equivalentes de Efectivo;

- 3) cualquier Inversión realizada por la Emisora o una Subsidiaria de la Emisora en una Persona, si como resultado de dicha Inversión,
- a) la Persona pasa a ser una Subsidiaria Restringida dedicada a un Negocio Permitido, o
 - b) dicha Persona se fusiona en forma propiamente dicha o por absorción con, o transfiere o transmite sustancialmente todos sus activos a, o es liquidada dentro de, la Emisora o una Subsidiaria Restringida dedicada a un Negocio Permitido;
- 4) Inversiones recibidas como contraprestación no en efectivo en una Venta de Activos realizada conforme y en cumplimiento de “—Ciertos compromisos—Limitación a la Venta de Activos” o una disposición de activos que no constituya una Venta de Activos;
- 5) Acuerdos de Cobertura permitidos de otro modo en el Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables;
- 6) cuentas a cobrar adeudadas a la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida creadas o adquiridas en el curso habitual de los negocios y pagaderas o susceptible de cancelación conforme a términos comerciales habituales, *teniendo en cuenta* que dichos términos comerciales pueden incluir los términos comerciales de concesiones que la Emisora y cualquiera de esas Subsidiarias Restringidas estimen razonables en vista de las circunstancias;
- 7) Garantías emitidas de conformidad con “—Ciertos Compromisos—Limitación a la Deuda”;
- 8) préstamos o anticipos salariales, por viáticos y de otro tipo a funcionarios y empleados, o Garantías emitidas para respaldar las obligaciones de funcionarios y empleados, en cada caso en el giro ordinario de los negocios, no mayores a U\$5,0 millones (o su equivalente en otras monedas) pendientes en cualquier momento;
- 9) Inversiones en cualquier Subsidiaria para Financiación de Proyectos por un valor de mercado razonable total (considerado junto con todas las demás Inversiones realizadas de acuerdo con este apartado (9) que estén vigentes a esa fecha) no superior al valor que resulte mayor entre (i) US\$200 millones (o su equivalente en otras monedas) y (ii) 10,0% de los Activos Totales Consolidados al momento de dicha Inversión (midiéndose el valor de mercado razonable de cada Inversión al momento en que se realiza y sin dar efecto a cambios de valor posteriores);
- 10) precancelaciones y otros créditos a proveedores realizados en el curso habitual de los negocios;
- 11) Inversiones en las Obligaciones Negociables;
- 12) cualquier Inversión que exista en la Fecha de Emisión y Liquidación y cualquier prórroga, modificación o renovación de cualquiera de dichas Inversiones (aunque sin incluir cualquier prórroga, modificación o renovación en la medida que ello implique anticipos, contribuciones u otras inversiones de montos en efectivo o bienes, que no sean los gastos razonables inherentes a la estructuración, negociación y perfeccionamiento de dicha prórroga, modificación o renovación); y
- 13) además de las Inversiones incluidas en el listado precedente que no superen el valor que resulte mayor



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

entre (i) U\$S200 millones (o su equivalente en otras monedas) y (ii) 10% de los Activos Totales Consolidados.

“Gravámenes Permitidos” significa:

- 1) Gravámenes existentes en la Fecha de Emisión y Liquidación;
- 2) Gravámenes que garanticen las Obligaciones Negociables;
- 3) Gravámenes a favor de emisoras de cauciones, garantías de cumplimiento, cartas de crédito, aceptaciones bancarias u obligaciones similares emitidas a pedido y por cuenta de dicha Persona en el curso habitual de su negocio;
- 4) Prendas o depósitos en virtud de las leyes que rigen en materia de indemnizaciones laborales, leyes de seguro de desempleo o leyes similares; depósitos de buena fe en el marco de ofertas, licitaciones, contratos o arrendamientos, o efectuados para garantizar una obligación pública o legal, cauciones, derechos de aduana, y de naturaleza similar, o como pago del alquiler, en todos los casos, en el curso habitual de los negocios y no como garantía de Deuda;
- 5) Gravámenes impuestos por ley, por ejemplo, gravámenes de locadores, transportistas, vendedores, depósitos, proveedores de materiales, reparadores, y constructores u otros Gravámenes similares emergentes en el curso ordinario de los negocios, en cada caso, por sumas aún no exigibles o que se estén disputando de buena fe mediante los procedimientos correspondientes;
- 6) Gravámenes respecto a impuestos u otras cargas y obligaciones gubernamentales que no sean exigibles aún o que se estén disputando de buena fe mediante los procedimientos correspondientes;
- 7) excepciones menores de inspección de inmuebles, gravámenes menores, servidumbres, reservas, o derechos de terceros, licencias, derechos de paso, alcantarillas, líneas eléctricas, líneas telegráficas y telefónicas y otros propósitos similares, o bien restricciones en materia de zonificación o de otra índole, todo ello con relación al uso de inmuebles, sin interferir en ningún aspecto significativo con las actividades de la Emisora y las Subsidiarias Restringidas;
- 8) Licencias, arrendamientos o sub-arrendamientos a título de licenciante, arrendador o sub-arrendador de cualquiera de sus bienes, incluida la propiedad intelectual, en el curso habitual de los negocios;
- 9) Gravámenes por fallo judicial, siempre y cuando no se produzca un Supuesto de Incumplimiento como resultado de ello;
- 10) Gravámenes (incluso la participación de un arrendador en un Arrendamiento Financiero) sobre bienes (incluso ingresos derivados de ellos y bienes accesorios) que garanticen Deuda Incurrida a los fines de financiación de la totalidad o cualquier parte del precio de compra o costo de construcción o mejora de dicho bien y que se constituya dentro de los 365 días después de la fecha de dicha compra o la finalización de la construcción o mejora;
- 11) Gravámenes sobre bienes o acciones del capital social de una Persona al momento en que dicha Persona pasa a ser una Subsidiaria Restringida de la Emisora, *teniendo en cuenta* que dichos Gravámenes no sean constituidos con motivo de ello y no se extiendan a cualquier otro bien de la Emisora o cualquier Subsidiaria

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

Restringida;

- 12) Gravámenes sobre bienes al momento en que la Emisora o cualquiera de las Subsidiarias Restringidas adquiera dicho bien, incluso cualquier adquisición mediante una fusión por absorción o consolidación con la Emisora o una Subsidiaria Restringida de dicha Persona, *teniendo en cuenta* que dichos Gravámenes no sean constituidos por tal motivo y no se extiendan a cualquier otro bien de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida;
- 13) Gravámenes que garanticen Deuda u otras obligaciones de una Subsidiaria Restringida a la Emisora o a otra Subsidiaria Restringida;
- 14) Gravámenes que garanticen Acuerdos de Cobertura cuyo incurrimento esté permitido bajo dicho Contrato de Fideicomiso, cuyos Gravámenes cubran (i) los activos que garanticen Deuda permitida bajo el Contrato de Fideicomiso con la cual se relacionen dichos Acuerdos de Cobertura o (ii) Efectivo o Equivalentes de Efectivo por los montos habituales respecto del margen bajo dichos Acuerdos de Cobertura;
- 15) cualquier prenda del Capital Social de una Subsidiaria No Restringida (incluyendo, para evitar dudas, cualquier Subsidiaria para Financiación de Proyectos) para garantizar Deuda de dicha Subsidiaria No Restringida;
- 16) Gravámenes sobre cuentas por cobrar en relación con Operaciones con Cuentas por Cobrar;
- 17) Gravámenes sobre los activos de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas que garanticen Deuda adeudada a, o garantizada por, una institución financiera multilateral, banco de desarrollo, banco de exportación e importación o agencia, institución o fondo gubernamental de desarrollo (incluyendo, sin limitación, la Corporación Financiera Internacional, el Banco Interamericano de Desarrollo, CAF–Banco de Desarrollo de América Latina, KfW y otras instituciones similares), siempre que la Vida Promedio Ponderada al vencimiento de dicha Deuda sea igual o mayor a la Vida Promedio Ponderada al vencimiento de las Obligaciones Negociables;
- 18) prórrogas, renovaciones o reemplazos de Gravámenes referidos en los apartados (1), (2), (10), (11) o (12) en relación con la Refinanciación de las obligaciones garantizadas por ellos, *teniendo en cuenta* que dicho Gravamen no se extienda a ningún otro bien y, salvo según lo contemplado por la definición de “Deuda de Refinanciación”, no aumentara el monto garantizado por dicho Gravamen; y
- 19) otros Gravámenes que garanticen Deuda en un monto total que no supere el valor que resulte mayor entre (x) U\$S300 millones e (y) el 15% de los Activos Totales Consolidados.

"Cesionario Permitido" significa con respecto a cualquier Persona (i) en el caso de cualquier Persona que sea una persona física, el cónyuge o los hijos (naturales o adoptados) de dicha persona, o cualquier sociedad o compañía en la que el propietario directo y beneficiario de todas las participaciones en el capital social de dicha persona son el cónyuge o sus hijos (naturales o adoptados) o cualquier fideicomiso en beneficio de dichas personas; (ii) en el caso de cualquier persona que es una persona física, los herederos, albaceas, administradores o representantes personales en caso de fallecimiento de dicha persona a efectos de la protección y gestión de los activos de dicha persona; (iii) en el caso de cualquier Persona que no sea una persona física, cualquier Afiliada cuya participación mayoritaria sea propiedad de dicha Persona.

“Persona” significa una persona física, una sociedad anónima, una sociedad colectiva, sociedad de responsabilidad limitada, una asociación, fideicomiso o cualquier otra entidad, incluso un gobierno o subdivisión política o una agencia o dependencia de éste.

“Acciones Preferidas” significa respecto de cualquier Persona, todo y cada parte del Capital Social que sea preferido en cuanto al pago de dividendos o distribuciones, al momento de la liquidación o de otra forma, por encima de otra clase de Capital Social de dicha Persona.

“Subsidiaria para Financiación de Proyectos” significa una Subsidiaria No Restringida designada como tal por el Directorio de la Emisora con el objeto de desarrollar un Negocio Permitido y que no posee bienes o activos significativos distintos de aquellos relacionados con el proyecto en cuestión. Dicha designación podrá ser revocada en cualquier momento por el Directorio. Inicialmente, las siguientes entidades serán Subsidiarias para Financiación de Proyectos: Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Genneia Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A.

“Participaciones Accionarias Calificadas” significa todas las Participaciones Accionarias de una Persona excepto las Participaciones Accionarias Excluidas.

“Acciones Calificadas” significa todo el Capital Social de una Persona con excepción de las Acciones Excluidas.

“Sociedades Calificadoras de Riesgo” significa S&P, Moody’s y Fitch; *teniendo en cuenta* que si S&P, Moody’s o Fitch dejaran de otorgar calificación sobre las Obligaciones Negociables con motivos fuera del control de la Emisora, la Emisora podrá elegir una “agencia calificadora de riesgo de reconocido prestigio nacional” inscrita según el Artículo 15E de la Ley de Mercados de Valores Estadounidense, seleccionada por la Emisora como agencia reemplazante de S&P, Moody’s o Fitch, según el caso.

“Supuesto de Baja de la Calificación de Riesgo” significa que en cualquier momento dentro de los 60 días (período que se extenderá mientras que la calificación de las Obligaciones Negociables esté bajo consideración anunciada públicamente por cualquiera de las Sociedades Calificadoras de Riesgo que en ese momento califiquen las Obligaciones Negociables para posible rebaja debido a un Cambio de Control, y tal período prolongado finalizará el día posterior al que la correspondiente Sociedad Calificadora de Riesgo anuncie su decisión) después de lo primero en ocurrir entre: (x) la fecha del anuncio público de un Cambio de Control y (y) la fecha de entrega de una notificación por escrito por parte de la Emisora a las Sociedades Calificadoras de Riesgo que se encuentren calificando las Obligaciones Negociables en ese momento, según corresponda, de la intención de cualquier Persona de efectuar un Cambio de Control, una baja de la calificación de dichas Obligaciones Negociables por (i) si tres Sociedades Calificadoras de Riesgo están haciendo pública la calificación de las Obligaciones Negociables, al menos dos de las Sociedades Calificadoras de Riesgo o (ii) si dos o menos Sociedades Calificadoras de Riesgo están haciendo pública la calificación de las Obligaciones Negociables, entonces una cualquiera de las Sociedades Calificadoras de Riesgo, como resultado de dicho Cambio de Control.

“Operación con Cuentas por Cobrar” significa cualquier línea o convenio de financiación de cuentas por cobrar celebrado por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida en el giro habitual del negocio, siempre que la contraprestación total recibida en dicha financiación (en forma previa a deducir cualesquiera honorarios y gastos relacionados) sea como mínimo igual al valor razonable de mercado de las cuentas por cobrar y los activos relacionados vendidos, menos los descuentos de práctica habitual, reservas y montos que reflejen la tasa de interés

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

implícita.

“Operador de Títulos del Tesoro de Referencia” significa Merrill Lynch, Pierce, Fenner & Smith Incorporated, y J.P. Morgan Securities LLC o cualquiera de sus respectivas filiales que sean operadores primarios de títulos del gobierno de Estados Unidos en la Ciudad de Nueva York más otros dos operadores primarios de títulos del gobierno de los Estados Unidos líderes en la Ciudad de Nueva York designados en forma razonable por la Emisora a más tardar el tercer Día Hábil anterior a dicha fecha de rescate; teniendo en cuenta que, si alguno de éstos dejara de ser un operador primario de títulos del gobierno de los Estados Unidos en la Ciudad de Nueva York (un **“Operador de Títulos del Tesoro Primario”**), la Emisora lo reemplazará por otro Operador de Títulos del Tesoro Primario.

“Cotizaciones del Operador de Títulos del Tesoro de Referencia” significa, respecto de cada Operador de Títulos del Tesoro de Referencia y cualquier fecha de rescate, el promedio aritmético, según lo determinado por la Emisora, de los precios tipo comprador y vendedor de la Emisión de Títulos del Tesoro Comparables (expresado en cada caso como un porcentaje de su valor nominal) cotizado por escrito a la Emisora por dicho Operador de Títulos del Tesoro de Referencia a las 15.30 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, del tercer Día Hábil anterior a dicha fecha de rescate.

“Refinanciar” significa, respecto de cualquier Deuda, emitir Deuda en canje o para reestructurar, amortizar, rescatar, reemplazar, extinguir o refinanciar dicha Deuda en su totalidad o parcialmente. **“Refinanciado/a”** y **“Refinanciación”** tendrán significados correlativos.

“Deuda de Refinanciación” significa Deuda de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida emitida para Refinanciar cualquier otra Deuda de la Emisora o una Subsidiaria Restringida existente en la Fecha de Emisión y Liquidación o Incurrida en cumplimiento del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables en tanto:

- 1) el monto de capital total de dicha nueva Deuda a la fecha de dicha Refinanciación propuesta no superara el monto de capital total de la Deuda a ser Refinanciada (más intereses, primas, comisiones y gastos devengados e impagos relacionados con dicha Refinanciación); o
- 2) la Vigencia Promedio Ponderada de la nueva Deuda fuera igual o superior a la Vigencia Promedio Ponderada restante de la Deuda a ser Refinanciada;
- 3) Si la Deuda que se Refinancia fuera:
 - a) Deuda de la Emisora, entonces dicha Deuda de Refinanciación será Deuda de la Emisora;
 - b) Deuda Subordinada, entonces la nueva Deuda, por sus términos o por los términos de cualquier acuerdo o instrumento conforme al que se encuentre pendiente, estará expresamente subordinada en cuanto al derecho de pago a las Obligaciones Negociables por lo menos en la medida en que la Deuda a ser Refinanciada esté subordinada a las Obligaciones Negociables.

“Pago Restringido” tiene el significado establecido en **“—Ciertos compromisos—Limitación a los Pagos Restringidos”**.

“Subsidiaria Restringida” significa cualquier Subsidiaria de la Emisora que no sea una Subsidiaria No Restringida.

“Fecha de Reversión” tiene el significado establecido en **“—Suspensión de Ciertos Compromisos”**.

“S&P” se refiere a los Servicios de Calificación de Standard & Poor’s y sus sociedades sucesoras.

“Operación de Venta con Arrendamiento Posterior” significa, respecto de cualquier Persona, un acuerdo por el cual dicha Persona celebra la locación de un bien previamente transferido por dicha Persona al locador.

“SEC” significa la *Securities and Exchange Commission* de Estados Unidos.

“Subsidiaria Significativa” significa una Subsidiaria Restringida de la Emisora que constituya una “subsidiaria significativa” de la Emisora de acuerdo con la Norma 1-02 de la Regulación S-X de la Ley de Títulos Valores Estadounidense vigente en la Fecha de Emisión y Liquidación.

“Vencimiento Declarado” significa (i) respecto de cualquier Deuda, la fecha especificada como la fecha fijada en la que venza y sea pagadera la cuota final de capital de dicha Deuda o (ii) respecto de cualquier cuota programada de capital o intereses sobre cualquier Deuda, la fecha especificada como fecha fijada en que vence y es pagadera dicha cuota según lo establecido en la documentación que rija dicha Deuda, con exclusión de cualquier obligación contingente de amortizar, rescatar o recomprar con anterioridad a la fecha programada regularmente para el pago.

“Deuda Subordinada” significa cualquier Deuda de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas que esté subordinada en cuanto al derecho de pago a las Obligaciones Negociables, conforme a un acuerdo por escrito a tal efecto.

“Subsidiaria” significa (a) respecto de cualquier Persona, una sociedad anónima, asociación u otra entidad comercial (salvo por un joint venture, un fideicomiso o una entidad similar) de la cual más del 50% de las Acciones con Derecho de Voto en circulación sean de titularidad, directa o indirecta, de dicha Persona y una o más Subsidiarias de dicha Persona (o una combinación de ellas) o, en el caso de una sociedad colectiva, en la que el único socio solidario o socio administrador o los únicos socios solidarios sean dicha Persona y una o más Subsidiarias de dicha Persona (o una combinación de ellas), o (b) con respecto a un joint venture o fideicomiso, una entidad tal en la que más del 50% de los derechos de distribución o certificados de participación, según corresponda, sea de propiedad de o controlada por dicha Persona o dicha persona y una o más Subsidiarias de dicha Persona, ya sea directa o indirectamente, o (c) cualquier otra Persona que sea consolidada por la Emisora en sus estados financieros consolidados de acuerdo con las NIIF. A menos que se indique lo contrario, “Subsidiaria” significa una Subsidiaria de la Emisora.

“Compromisos Suspendidos” tiene el significado establecido en “—Suspensión de Ciertos Compromisos”.

“Período de Suspensión” tiene el significado establecido en “—Suspensión de Ciertos Compromisos”.

“Obligaciones del Gobierno de Estados Unidos” significa obligaciones emitidas o directa e íntegramente garantizadas o aseguradas por Estados Unidos de América o por cualquier agencia o subdivisión del gobierno de dicho país, siempre que se encuentre comprometida en respaldo de ellas la plena fe y crédito de dicho país.

“Subsidiaria No Restringida” significa cualquier Subsidiaria de la Emisora que al momento de la determinación haya sido previamente designada y continúe siendo una Subsidiaria No Restringida de acuerdo con “Ciertos compromisos—Designación de Subsidiarias Restringidas y No Restringidas”. Inicialmente, las siguientes entidades serán Subsidiarias No Restringidas Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Genneia Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., and Vientos de Necochea S.A.

“Acciones con Derecho de Voto” significa, respecto de cualquier Persona, el Capital Social de cualquier serie o clase que habitualmente tenga derecho a voto en la elección de directores, gerentes u otros miembros con derecho a voto del órgano que rija de dicha Persona.

“Vida Promedio Ponderada al Vencimiento” significa, cuando se aplica a cualquier Deuda en cualquier fecha, el número de años obtenido al dividir:

- (1) la suma de los productos obtenidos al multiplicar (A) el importe de cada cuota restante, fondo de amortización, vencimiento en serie u otros pagos requeridos del principal, incluido el pago al vencimiento final, con respecto a la deuda, por (B) el número de años (calculado al duodécimo más cercano) que transcurrirán entre dicha fecha y la realización de dicho pago; por
- (2) el importe del principal pendiente de dicha Deuda.



PLAN DE DISTRIBUCIÓN

La colocación de las Obligaciones Negociables será llevada a cabo mediante una oferta que califique como oferta pública en la Argentina conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás normas aplicables. En virtud de ello, la Compañía ofrecerá las Obligaciones Negociables en suscripción por intermedio de los Agentes Colocadores Locales y de los Compradores Iniciales por un valor nominal de hasta US\$300.000.000, ampliable por hasta un valor nominal de US\$500.000.000, a una tasa de interés fija y al precio de emisión que se fije oportunamente en virtud del procedimiento aquí descripto.

La oferta de suscripción de las Obligaciones Negociables por parte del público inversor constará de: (i) una oferta pública primaria dirigida al público inversor en la Argentina (la **"Oferta Local"**), oferta que será realizada por intermedio de los Agentes Colocadores Locales de conformidad con, y sujeto a, los términos y condiciones previstos en el presente Suplemento y en el contrato a ser suscripto entre la Compañía, Banco Santander Argentina S.A., Balanz Capital Valores S.A.U., Banco CMF S.A., Bull Market Brokers S.A. y Macro Securities S.A.U., en su carácter de Agentes Colocadores Locales, y la Compañía (el **"Contrato de Colocación Local"**); y (ii) una oferta dirigida a (a) **"compradores calificados"** (*Qualified Institutional Buyers* o **"QIB"** según se los define en la Regla 144A dentro de los Estados Unidos); y (b) en operaciones fuera de los Estados Unidos sobre la base de la Regulación S, oferta que será realizada por intermedio de los Compradores Iniciales (la **"Oferta Internacional"**, y junto con la Oferta Local, la **"Oferta"**) de conformidad con, y sujeto a, los términos y condiciones previstos en el contrato de compra (purchase agreement) a ser firmado entre J.P. Morgan Securities LLC, Santander US Capital Markets LLC, BBVA Securities Inc., Balanz Capital UK LLP, y la Compañía (el **"Contrato de Compra Internacional"**); en cada caso, de acuerdo con la Ley de Mercado de Capitales y las Normas CNV, entre otras normas aplicables.

La colocación de las Obligaciones Negociables en la Argentina será realizada de acuerdo con lo detallado más adelante bajo el título **"Esfuerzos de Colocación"** de este capítulo. Sin perjuicio de ello, fuera de la Argentina, las Obligaciones Negociables serán ofrecidas únicamente de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables que establecen excepciones a los requerimientos relacionados con la obligación de registración u oferta pública.

Los Compradores Iniciales podrán ofrecer y vender las Obligaciones Negociables a través de algunas de sus afiliadas.

De conformidad con los términos y condiciones del Contrato de Compra Internacional, cada Comprador Inicial acordará comprar de manera individual y no solidariamente, y la Compañía acordará vender las Obligaciones Negociables a dicho Comprador Inicial en el monto de capital que oportunamente se informe en el Aviso de Resultados. Asimismo, el Contrato de Compra Internacional establecerá que las obligaciones de los distintos Compradores Iniciales de comprar las Obligaciones Negociables estarán sujetas a ciertas condiciones precedentes.

La Compañía acordará mantener indemnes a los Compradores Iniciales frente a ciertas obligaciones, incluidas las obligaciones previstas en la Ley de Títulos Valores Estadounidense, y contribuir con los pagos que los Compradores Iniciales pudieran tener que realizar respecto de alguna de estas obligaciones.

Las Obligaciones Negociables no han sido, ni serán, registradas en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Cada Comprador Inicial ha acordado que ofrecerá o venderá las Obligaciones Negociables únicamente (i) en los Estados Unidos, a compradores institucionales calificados según lo definido en la Regla 144A en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense o (ii) fuera de los Estados Unidos, en base a la Regulación S en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Las Obligaciones Negociables que se ofrezcan y vendan conforme a la Regulación S no podrán ofrecerse, venderse ni entregarse dentro de los Estados Unidos ni a personas estadounidenses, ni por cuenta de, o para beneficio de éstas, a menos que las Obligaciones Negociables se registren en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense o se encuentre disponible una exención al requisito de registro. Los términos empleados anteriormente tienen los significados que se les asignan en la Regulación S y en la Regla 144A bajo la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Las Obligaciones Negociables constituyen una nueva emisión de títulos valores y, actualmente, no existe mercado para ellas.

Balanx Capital UK LLP no es un broker-dealer registrado ante la SEC y, por lo tanto, no puede realizar ventas de ninguna de las Obligaciones Negociables en los Estados Unidos ni a personas estadounidenses, salvo en cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables de los Estados Unidos. Balanz Capital UK LLP no realizará ofertas ni llevará a cabo ventas de las Obligaciones Negociables en los Estados Unidos ni a personas estadounidenses. Balanz Capital UK LLP únicamente realizará ofertas y ventas de las Obligaciones Negociables fuera de los Estados Unidos a personas no estadounidenses.

Oferta Internacional

Las Obligaciones Negociables serán colocadas fuera de Argentina por medio de una oferta realizada de conformidad con las leyes de las jurisdicciones correspondientes, en virtud de las exenciones a los requisitos de registro u oferta pública.

Las Obligaciones Negociables serán ofrecidas fuera de Argentina por medio de los documentos de la Oferta en idioma inglés. La Compañía y los Compradores Iniciales celebrarán el Contrato de Compra Internacional. Los Compradores Iniciales implementarán, fuera de Argentina, diversos métodos de comercialización consistentes con las prácticas internacionales para la colocación de títulos en transacciones similares (incluyendo, sin limitación, *road shows*, teleconferencias individuales o globales, reuniones individuales o grupales, y distribución del Prospecto y del presente Suplemento), y también pueden ofrecer y vender las Obligaciones Negociables a través de ciertas afiliadas calificadas. La colocación y adjudicación de las Obligaciones Negociables se realizarán a través del proceso denominado de formación de libro conocido internacionalmente como “*book building*”. Una vez completo dicho proceso, los Compradores Iniciales registrarán las Manifestaciones de Interés presentadas por inversores fuera de Argentina y por los Agentes Colocadores Locales dentro de Argentina en un registro electrónico mantenido en la Ciudad de Nueva York (el “**Registro**”), de conformidad con la práctica habitual y las normas aplicables descriptas en mayor detalle en la sección “*Colocación y Adjudicación*” a continuación.

Por un plazo de 40 días contados desde el inicio de esta Oferta, cualquier oferta o venta de obligaciones negociables dentro de los Estados Unidos por un operador de bolsa (independientemente de que haya participado o no en la Oferta) puede violar los requisitos de registro establecidos en la Ley de Títulos Valores Estadounidense, a menos que el operador de bolsa realice la oferta o la venta de conformidad con la Regla 144A u otra exención a los requisitos de registro disponible de conformidad con la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Oferta Local

Los Agentes Colocadores Locales ofrecerán las Obligaciones Negociables en Argentina a través de una oferta que calificará como una oferta pública desarrollada de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás leyes aplicables de Argentina. La oferta pública de las Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente fue autorizada por la Disposición N° DI-2021- 10-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 19 de abril de 2021. Mediante Disposición N° DI-2025-91-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 22 de mayo del 2025 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sociedad por un monto máximo disponible en circulación a ser utilizado para futuras emisiones y reemisiones de hasta valor nominal US\$ 600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones), o su equivalente en otras monedas o unidades de valor.

Las Obligaciones Negociables serán ofrecidas en Argentina por los Agentes Colocadores Locales de conformidad con el Contrato de Colocación Local, bajo el cual los Agentes Colocadores Locales solo pueden solicitar o recibir Manifestaciones de Interés (según se define a continuación) de inversores que sean residentes argentinos y colocarlos en el libro de órdenes mantenido por los Compradores Iniciales a través de un proceso de formación de libro fuera de Argentina. Los Agentes Colocadores Locales se encuentran autorizados para desempeñarse como agentes colocadores en Argentina.

Colocación y Adjudicación

Esfuerzos de colocación

La Compañía, y los Agentes Colocadores Locales efectuarán sus “mejores esfuerzos” de colocación, en los términos

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

del artículo 774 del Código Civil y Comercial de la Nación Argentina, y ofrecerán las Obligaciones Negociables mediante una oferta pública en Argentina en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas CNV (incluyendo, sin carácter limitativo, el Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV) y demás normas aplicables. A su vez, la Compañía junto a los Compradores Iniciales realizarán esfuerzos de colocación de las Obligaciones Negociables en los mercados internacionales fuera de la Argentina, a un amplio grupo de inversores, de acuerdo con las leyes aplicables de las jurisdicciones en las que se ofrecen las Obligaciones Negociables (en base a la Regla 144A y la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense).

Los esfuerzos de colocación consistirán en una variedad de métodos y acciones de comercialización utilizados en operaciones similares que, entre otros, podrían incluir los siguientes: (i) presentaciones (*road shows*) internacionales y/o locales con inversores; (ii) llamadas telefónicas en conferencia individuales o grupales con potenciales inversores institucionales, en las que tendrán la oportunidad de formular preguntas sobre los negocios de la Compañía y sobre las Obligaciones Negociables; (iii) la realización de *road shows* electrónicos o presentaciones audiovisuales por Internet que permitan a los potenciales inversores institucionales acceder a la presentación de la Compañía; (iv) la publicación de una versión resumida del Prospecto y de este Suplemento en BYMA a través del Boletín Diario de la BCBA y la publicación de otras comunicaciones y avisos en periódicos y boletines; (v) la distribución (en versión electrónica o impresa) del Prospecto y del Suplemento en español en Argentina, y los documentos de la Oferta en idioma inglés, los cuales contendrán sustancialmente la misma información, en otros países; y (vi) la puesta a disposición de potenciales inversores radicados y/o domiciliados en la Argentina, ante su solicitud en las oficinas de la Compañía y/o en las oficinas de los Compradores Iniciales y/o los Agentes Colocadores Locales (en la dirección que se detalla en la última hoja del presente), de copias del Suplemento y del Prospecto.

Book Building

La Compañía, los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales prevén colocar las Obligaciones Negociables de conformidad con el proceso de formación de libro (*book-building*) implementado por dichos Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales.

Los interesados en adquirir las Obligaciones Negociables deberán presentar manifestaciones de interés (cada una, una “**Manifestación de Interés**”) en las que se especifiquen el monto de capital de Obligaciones Negociables que deseen adquirir, el cual no podrá ser inferior a US\$1.000 y múltiplos enteros de US\$1.000 en exceso de esa suma, al igual que el rendimiento ofrecido por las Obligaciones Negociables, expresado como una tasa semestral redondeada a tres posiciones decimales (el “**Rendimiento Solicitado**”).

Conforme a lo descripto a continuación, los Compradores Iniciales registrarán las Manifestaciones de Interés recibidas de inversores fuera de Argentina y de los Agentes Colocadores Locales en Argentina en el Registro.

Sujeto a lo establecido en la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás leyes y reglamentaciones aplicables y de conformidad con las obligaciones de transparencia, la Compañía, los Agentes Colocadores Locales y los Compradores Iniciales se reservan el derecho de rescindir la Oferta en cualquier momento y de rechazar, total o parcialmente, cualquier Manifestación de Interés que presente errores u omisiones que impidan su procesamiento en el sistema, y a no adjudicar Obligaciones Negociables o a adjudicar un monto inferior de Obligaciones Negociables en que el requerido por el inversor en su Manifestación de Interés de acuerdo con los procedimientos de adjudicación establecidos a continuación. A su vez, los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales se reservan el derecho de rechazar Manifestaciones de Interés como resultado del incumplimiento de los requisitos establecidos en las normas contra el lavado de activos y financiamiento del terrorismo emitidas por cualquier jurisdicción relevante.

Período de la Oferta

En Argentina, las Manifestaciones de Interés deberán presentarse ante los Agentes Colocadores Locales, quienes las remitirán a los Compradores Iniciales de conformidad con los procedimientos a estos últimos sujetos a las Normas de la CNV y demás leyes y reglamentaciones aplicables. Los Agentes Colocadores Locales podrán requerir que los inversores en Argentina que remitan Manifestaciones de Interés presten garantías para el pago de las mismas. Fuera

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

de Argentina, las Manifestaciones de Interés deberán presentarse a los Compradores Iniciales.

Las Manifestaciones de Interés en la Argentina deberán ser presentadas a los Agentes Colocadores Locales durante el período que comenzará en la fecha que se informe en el aviso de suscripción (el “**Aviso de Suscripción**”) que oportunamente se publicará en Página Web de la CNV, en el Boletín Diario de la BCBA y en el Boletín electrónico de A3 (dicho período, el “**Período de Oferta**”, y la fecha y hora de vencimiento del Período de Oferta, la “**Fecha Límite de Recepción de Manifestación de Interés**”). Después de la Fecha Límite de Manifestación de Interés, no se aceptarán nuevas Manifestaciones de Interés. Los inversores reconocen y aceptan que la Fecha Límite de Manifestación de Interés ante los Colocadores Locales puede diferir con la fecha y hora de vencimiento para presentarlas ante los Compradores Iniciales. A partir de la Fecha Límite para la Presentación de Manifestaciones de Interés, no se recibirán nuevas Manifestaciones de Interés.

En la Fecha de Adjudicación (según se define a continuación), en los horarios que se informe en el Aviso de Suscripción, los Compradores Iniciales ingresarán en el Registro todas las Manifestaciones de Interés recibidas hasta la Fecha Límite para la Presentación de Manifestaciones de Interés y procederán a su cierre (la fecha y hora del efectivo ingreso de las Manifestaciones de Interés y el cierre del Registro será determinada a exclusivo criterio de los Compradores Iniciales dentro del horario estipulado precedentemente en la Fecha de Adjudicación) (la “**Fecha de Cierre del Registro**”). Las Manifestaciones de Interés recibidas hasta la Fecha Límite de Presentación de Manifestaciones de Interés no serán vinculantes y podrán ser retiradas o modificadas hasta la Fecha de Cierre del Registro. En virtud de las facultades previstas en el Artículo 7, Sección II, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, los potenciales inversores podrán renunciar a su derecho de ratificar expresamente las Manifestaciones de Interés con efecto a la Fecha de Cierre del Registro. En consecuencia, todas las Manifestaciones de Interés que no hubieran sido retiradas o modificadas a la Fecha de Cierre del Registro constituirán ofertas firmes, vinculantes y definitivas basadas en los términos en que hubiesen sido presentadas (según las modificaciones realizadas hasta ese momento) con efecto a partir de la Fecha de Cierre del Registro.

Adjudicación

En la Fecha de Adjudicación, con posterioridad al cierre del Registro por parte de los Compradores Iniciales, la Compañía, conjuntamente con los Compradores Iniciales, podrán determinar: (i) el precio de emisión, (ii) la tasa de interés, (iii) el rendimiento aplicable (el “**Rendimiento Aplicable**”) y (iv) el monto de las Obligaciones Negociables a emitirse, todo ello en función de las ofertas recibidas y de acuerdo con el mecanismo de *book-building*.

Asimismo, luego del cierre de la adjudicación final de las Obligaciones Negociables en la Fecha de Adjudicación, se publicará un Aviso de Resultado en la página web de la Compañía, en la Página Web de la CNV y, tan pronto como sea posible, a través del Boletín Diario de la BCBA por la delegación de facultades de BYMA y en el Boletín electrónico de A3, indicando el monto de Obligaciones Negociables a ser emitido, el precio de emisión, el Rendimiento Aplicable y la tasa de interés (el “**Aviso de Resultados**”).

Modificación, Reducción, Suspensión y/o Prórroga

El Período de la Oferta y/o la Fecha de Adjudicación pueden ser modificados, reducidos, suspendidos o extendidos antes de la expiración del plazo original, mediante aviso dado por los mismos medios por los cuales se anunció la oferta original. Ni la Emisora, ni los Agentes Colocadores Locales o los Compradores Iniciales serán responsables en caso de modificación, reducción, suspensión o extensión del Período de la Oferta o de la Fecha de Adjudicación, y los potenciales inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés no tendrán derecho a compensación y/o de indemnización alguna. En caso de que se reduzca el Período de la Oferta, las Manifestaciones de Interés presentadas por los potenciales inversores antes de la comunicación de dicha reducción serán válidas y vinculantes, sin perjuicio del derecho de los potenciales inversores a retirar y/o modificar dichas Manifestaciones de Interés de conformidad con los términos del presente Suplemento de Prospecto. En caso de que se termine o revoque el Período de la Oferta o se decida no emitir las Obligaciones Negociables, todas las Manifestaciones de Interés que hayan sido recibidas quedarán automáticamente sin efecto.

En caso de que el Período de la Oferta o la Fecha de Adjudicación sea suspendido o prorrogado, los potenciales

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

inversores que presentaron Manifestaciones de Interés durante dicho período podrán, a su criterio y sin ninguna penalidad, retirar dichas Manifestaciones de Interés en cualquier momento durante el período de la suspensión o el nuevo Período de la Oferta prorrogado.

Ofertas Inválidas; Rechazo de Manifestaciones de Interés

Las Manifestaciones de Interés podrán ser rechazadas cuando contengan errores u omisiones que hagan su procesamiento indebidamente oneroso o impidan su procesamiento en el sistema, o cuando no cumplan con las leyes aplicables según se describe en mayor detalle a continuación.

Aquellos inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés deberán entregar a los Agentes Colocadores Locales o a los Compradores Iniciales, según corresponda, toda la información y la documentación que los Colocadores Locales o los Compradores Iniciales puedan solicitar a fin de cumplir con las leyes y reglamentaciones aplicables relacionadas a la prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo. En caso que dicha información sea provista en forma inadecuada, incompleta y/o inoportuna, los Agentes Colocadores Locales y los Compradores Iniciales podrán, sin incurrir en responsabilidad alguna, rechazar la Manifestación de Interés correspondiente.

La Compañía, los Agentes Colocadores Locales y los Compradores Iniciales se reservan el derecho de rechazar cualquier Manifestación de Interés cuando consideren que no se ha cumplido con las leyes o reglamentaciones aplicables. Asimismo, se podrá requerir a los inversores que brinden a los Agentes Colocadores Locales y los Compradores Iniciales toda la información y documentación que deba ser presentada por tales inversores o que de otro modo pueda ser requerida por los Agentes Colocadores Locales y los Compradores Iniciales a efectos de cumplir con la normativa aplicable. Dichas leyes y reglamentaciones aplicables incluyen aquellas relacionadas con la prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo, como las emitidas por la UIF, la CNV o el Banco Central, así como cualquier otra reglamentación aplicable a títulos valores. Cualquier decisión de rechazar una Manifestación de Interés se tomará considerando el principio de tratamiento justo e igualitario entre los inversores.

Cualquier modificación de los procesos aquí descritos será publicada por un día hábil en la página web de la Compañía, en la Página Web de la CNV y en BYMA a través del Boletín Diario de la BCBA, así como también en el boletín electrónico de A3 Mercados.

La Compañía podrá declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables durante el Período de la Oferta o inmediatamente después de su finalización cuando: (i) no se hayan recibido Manifestaciones de Interés o todas las Manifestaciones de Interés recibidas hayan sido rechazadas; (ii) el Rendimiento Solicitado por los inversores sea mayor que el esperado; (iii) las Manifestaciones de Interés representen un monto de las Obligaciones Negociables que no justifique razonablemente su emisión; (iv) tomando en cuenta la ecuación económica resultante, la emisión de las Obligaciones Negociables no resulte redituable para la Compañía; (v) se produzcan cambios adversos sustanciales en los mercados financieros internacionales y/o en los mercados de capitales locales o internacionales, o en la situación general de la Compañía y/o de la Argentina, incluyendo, por ejemplo, las condiciones políticas, económicas o financieras o la situación crediticia de la Compañía, de forma que la emisión de las Obligaciones Negociables descrita en el presente no sea recomendable; o (vi) los inversores no hayan cumplido con las leyes o reglamentaciones aplicables en materia de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, incluyendo aquellas emitidas por la UIF, la CNV y el Banco Central. A su vez, la Oferta de Obligaciones Negociables podrá ser dejada sin efecto de conformidad con los términos y condiciones de los contratos de colocación celebrados con los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales.

Ni la Compañía, ni los Compradores Iniciales, ni los Agentes Colocadores Locales, tendrán responsabilidad alguna en el caso de declararse desierta la colocación de las Obligaciones Negociables, y los inversores que hubieran remitido Manifestaciones de Interés no tendrán derecho de compensación y/o de indemnización alguna.

Proceso de adjudicación

Los inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés con un Rendimiento Solicitado inferior o igual a la

tasa aceptada por la Compañía deberán adquirir las Obligaciones Negociables solicitadas, sujeto a las leyes aplicables y a la adjudicación que decida la Compañía junto a los Compradores Iniciales, en base a los parámetros que se indican a continuación.

La Compañía prevé colocar las Obligaciones Negociables, entre compradores institucionales internacionales y, en Argentina, incluyendo, sin limitación, fondos comunes de inversión, fondos de pensión, compañías de seguros, entidades financieras, sociedades de bolsa y administradores de cuentas de banca privada. La Compañía dará prioridad a aquellas Manifestaciones de Interés que se reciban de inversores que, en general, mantengan este tipo de valores negociables en sus portafolios a largo plazo, con el objetivo de que el precio del mercado secundario de las Obligaciones Negociables se beneficie de una base de inversores con probada capacidad para entender el riesgo crediticio, interesado en mantener posiciones de largo plazo, y que de esta manera permita la creación de una referencia para la deuda de la Compañía y facilite su acceso futuro a los mercados de capitales internacionales. En particular, se dará prioridad a Manifestaciones de Interés que se reciban de inversores institucionales regulados o instituciones financieras internacionales.

Los criterios de adjudicación de las Obligaciones Negociables entre los inversores a ser utilizados por la Compañía se basarán, entre otros, en los antecedentes del inversor en relación con la participación en operaciones internacionales que involucren a emisores en mercados emergentes, la magnitud de la Manifestación de Interés, la competitividad del Rendimiento Solicitado durante el Período de la Oferta, el interés del inversor en el perfil crediticio de la Compañía y la calidad crediticia del inversor.

Las adjudicaciones serán efectuadas a un precio uniforme para todos los inversores que resulten adjudicados.

La Compañía no puede asegurar a los inversores que sus Manifestaciones de Interés serán adjudicadas ni que, en caso que ello suceda, se les adjudicará el monto total de Obligaciones Negociables que hubieran solicitado ni que el porcentaje de adjudicación sobre el monto total solicitado entre dos Manifestaciones de Interés de igual características será el mismo.

Ningún inversor que haya presentado una Manifestación de Interés con un Rendimiento Solicitado mayor a la tasa de interés determinada por la Compañía recibirá Obligaciones Negociables. Ni la Emisora ni los Compradores Iniciales ni los Agentes Colocadores Locales tendrán obligación alguna de informar individualmente a cualquier inversor cuyas Manifestaciones de Interés hubieran quedado total o parcialmente excluidas, que tales Manifestaciones de Interés han sido total o parcialmente excluidas. Dicha exclusión no generará responsabilidad para los Compradores Iniciales ni para los Agentes Colocadores Locales.

Liquidación

La liquidación de las Obligaciones Negociables tendrá lugar en la Fecha de Emisión y Liquidación, que será dentro del quinto día hábil siguiente a la Fecha de Adjudicación o cualquier otra fecha anterior o posterior indicada en el Aviso de Resultados. Todas las Obligaciones Negociables serán abonadas por los inversores en o antes de la Fecha de Emisión y Liquidación por transferencia electrónica a una cuenta fuera de la Argentina, a ser indicada por los Agentes Colocadores Locales o los Compradores Iniciales de acuerdo a las prácticas habituales del mercado.

Los inversores que adquieran las Obligaciones Negociables no tendrán obligación alguna de abonar comisiones, a menos que el inversor realice la inversión a través de su bróker, agente, banco comercial, sociedad fiduciaria u otra entidad, en cuyo caso es posible que el inversor deba abonar comisiones y/o cargos a dichas entidades, que serán exclusiva responsabilidad de dicho inversor. Del mismo modo, en caso de transferencias u otros actos o registros con respecto a las Obligaciones Negociables, incluido el sistema de depósito colectivo, DTC podrá cobrar cargos a los participantes, que podrán ser trasladados a los tenedores de las Obligaciones Negociables.



GASTOS DE EMISIÓN

Los gastos relacionados con la emisión y colocación de las Obligaciones Negociables serán afrontados por la Emisora e incluyen principalmente: (i) las comisiones de los Agentes Colocadores Locales y de los Compradores Iniciales que se fijarán en conjunto en aproximadamente 0,72% del valor nominal de las Obligaciones Negociables efectivamente colocadas; (ii) los honorarios del agente calificador de riesgo, los auditores de la Emisora, los honorarios de los asesores legales locales e internacionales de la Emisora, de los Compradores Internacionales y de los Agentes Colocadores Locales, por aproximadamente el 0,21% del valor nominal de las Obligaciones Negociables; (iii) los aranceles a pagar al organismo de control y entidades autorreguladas y mercados de valores ante los cuales se hubiere solicitado la autorización para el listado y negociación de las Obligaciones Negociables, por aproximadamente el 0,03% del valor nominal de las Obligaciones Negociables y (iv) otros gastos por aproximadamente 0,05% del valor nominal de las Obligaciones Negociables. Asumiendo que las Obligaciones Negociables fueran efectivamente colocadas en su totalidad, se estima que los gastos en conjunto asciendan aproximadamente al 1,01% del total del valor nominal de las Obligaciones Negociables.

Los inversores que reciban las Obligaciones Negociables no estarán obligados a pagar comisión alguna, excepto que, si un inversor realiza la operación a través de su corredor, operador, banco comercial, compañía fiduciaria u otra entidad, puede ocurrir que dicho inversor deba pagar comisiones a dichas entidades, las cuales serán de su exclusiva responsabilidad.



Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

CONTRATO DE COLOCACIÓN

Contrato de Colocación Local

En o antes del Período de la Oferta, la Emisora y los Agentes Colocadores Locales, firmarán un contrato de colocación con el objeto de que estos últimos realicen sus *“mejores esfuerzos”*, en los términos del artículo 774 del Código Civil y Comercial de la Nación Argentina, para colocar mediante oferta pública en Argentina las Obligaciones Negociables por cuenta y orden de la Compañía, conforme los procedimientos usuales en el mercado de capitales de la Argentina y de acuerdo con el procedimiento descrito en la sección *“Plan de Distribución”* del presente Suplemento.

Sujeto a los términos y condiciones establecidos en el contrato de colocación celebrado, entre el Período de la Oferta y la Fecha Límite de Presentación de Manifestaciones de Interés, los Agentes Colocadores Locales se comprometerán a ofrecer públicamente las Obligaciones Negociables exclusivamente dentro del territorio de la Argentina a fin de colocar las mismas por cuenta y orden de la Compañía sobre la base de los mejores esfuerzos de dichos Agentes Colocadores Locales. Los Agentes Colocadores Locales serán los encargados de ingresar las Manifestaciones de Interés locales al registro, debiendo cumplir con las normas vigentes que resulten aplicables, incluyendo sin limitación, las Normas de la CNV y demás normativa vigente aplicable.

El contrato de colocación firmado será presentado en CNV dentro los plazos establecidos en la normativa aplicable.

Los Agentes Colocadores Locales no asumen compromiso alguno de suscripción en firme de las Obligaciones Negociables. Para más información véase *“Plan de Distribución”* del presente Suplemento.

Contrato de Compra Internacional

En o antes del Período de la Oferta, la Emisora firmará junto a los Compradores Iniciales el Contrato de Compra Internacional por el cual cada Comprador Inicial acordará comprar de manera individual y no solidariamente, y la Compañía acordará vender las Obligaciones Negociables a dicho Comprador Inicial, en el monto de capital que oportunamente acuerden.

El Contrato de Compra Internacional establecerá que las obligaciones de los distintos Compradores Iniciales de comprar las Obligaciones Negociables estarán sujetas a ciertas condiciones precedentes. Los Compradores Iniciales podrán ofrecer y vender las Obligaciones Negociables a través de alguna de sus afiliadas.

Para más información véase *“Plan de Distribución”* del presente Suplemento.



HECHOS POSTERIORES AL CIERRE

Con fecha 02 de junio del 2025, la Sociedad informó que se ha designado al Sr. Martín Ariel Broder Forer, como nuevo Director de Auditoría y Compliance de la Sociedad. Asimismo, se informó que la Sra. Pamela Vago, Gerente de Compliance, continuará como Responsable del Programa de Integridad y Compliance de la Sociedad, conforme ha sido publicado en la AIF bajo el ID N° 3370146.

Con fecha 27 de octubre de 2025, la Sociedad informó que resultó adjudicataria del Proyecto BESS Maschwitz, el cual tiene por objeto fortalecer la confiabilidad del sistema de distribución durante los períodos de mayor demanda, particularmente en los meses de verano (es decir, de diciembre a marzo). Asimismo, el Proyecto BESS Maschwitz operará bajo un contrato de 15 años con Edenor, respaldado por garantías de pago otorgadas por CAMMESA



INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Controles de cambio y actualizaciones normativas de la CNV

Para ver información sobre las principales restricciones para el acceso al mercado cambiario en Argentina para la transferencias de divisas al exterior, consultar la sección “*Información Adicional—Controles de Cambio*” del Prospecto.

En el siguiente cuadro se exponen los tipos de cambio mensuales mínimos, máximos, promedio y de cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, con base en los tipos de cambio cotizados por el BCRA (fuente: BCRA - Comunicación “A” 3500), desde la fecha del Prospecto a la fecha del presente Suplemento. Esta información debe leerse en conjunto con la información contenida en la sección “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina*” del Prospecto.

	Mínimo	Máximo	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del período
	(pesos por US\$)			
Mes				
Mayo 2025	1.113,58	1.203,83	1.147,53	1.195,33
Junio 2025	1.151,00	1.194,08	1.181,35	1.194,08
Julio 2025	1.203,00	1.351,83	1.267,02	1.351,83
Agosto 2025	1.292,33	1.361,83	1.329,54	1.323,83
Septiembre 2025	1.325,08	1.475,75	1.399,90	1.366,58
Octubre 2025	1.423,83	1.424,75	1.424,29	1.424,75
Noviembre 2024 ⁽²⁾	1.402,00	1.473,17	1.433,28	1.405,00

(1) Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales) y el promedio de las tasas de cambio de cada día durante el período (para períodos mensuales).

(2) Tipo de cambio calculado al 14 de noviembre de 2025.

El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa una tasa de compra para el peso argentino.

No se hace ninguna declaración de que los montos en pesos argentinos hayan sido, pudieran haber sido o pudieran ser convertidos a dólares estadounidenses a las tasas mencionadas en cualquiera de las fechas indicadas.

A los efectos de esta sección, (i) "moneda extranjera" significa cualquier moneda distinta del peso argentino; y (ii) "Regulaciones de Cambios" significan las regulaciones cambiarias emitidas por el Banco Central conforme a la Comunicación "A" 8307, según sea enmendada y complementada de tiempo en tiempo.

A continuación, se resumen los principales cambios ocurridos desde la publicación del Prospecto a la fecha del presente, en materia de controles cambiarios y de normativa de la CNV:

Comunicación “A” 8245 del BCRA

El BCRA introdujo una condición adicional para acceder al mercado de cambios, en el marco de lo dispuesto en el

Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.

punto 3.6. del Régimen Cambiario (aplicable a pagos de títulos de deuda u otros valores representativos de deuda denominados y pagaderos en moneda extranjera en el país y obligaciones en moneda extranjera entre residentes), para cancelar vencimientos de capital de títulos de deuda emitidos por entidades financieras locales a través de operaciones concertadas a partir del 26 de mayo de 2025, que el pago tenga lugar una vez transcurrido como mínimo 12 (doce) meses desde su fecha de emisión.

Asimismo, el BCRA dispuso que el requisito de liquidación previsto en el punto 2(b)(i) de “Comunicación “A” 8230 del BCRA” (que cual exige la presentación de una certificación de inversión emitida por una entidad financiera local) también 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. Asimismo, se considerará cumplimentado el requisito del inciso (iii) del referido punto (que permite el acceso al mercado de cambios para la repatriación de inversiones una vez transcurridos al menos 180 días corridos desde la conversión de los fondos a moneda local en el mercado de cambios) cuando el título de deuda del Tesoro Nacional suscrito en moneda extranjera tenga una vida promedio no menor a 180 días corridos.

Comunicación “A” 8247 del BCRA

El BCRA introdujo la provisión de tarjetas de débito para operar aquellas cuentas a la vista incluidas en el Régimen Cambiario sobre Depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales (a excepción de la cuenta de la seguridad social, la cuenta corriente especial para personas jurídicas y la caja de ahorros para el pago de planes o programas de ayuda social) será optativa a solicitud de sus titulares.

Cuando los titulares no soliciten la tarjeta de débito, las entidades financieras deberán proveer otros medios electrónicos de pago que posibiliten la realización de las operaciones previstas en cada tipo de cuenta.

Comunicación “A” 8252 del BCRA

El BCRA admite que para la integración de la exigencia de efectivo mínimo en pesos con los títulos públicos nacionales previstos en el primer párrafo del punto 1.3.17. del Régimen Cambiario, se considere su plazo residual al momento de su integración.

Comunicación “A” 8277 del BCRA

El BCRA introdujo que las entidades financieras podrán trasladar el exceso de integración de efectivo mínimo en promedio en pesos que registren en los periodos julio a octubre de 2025, de manera no acumulativa, a la posición del mes siguiente a la que generó el exceso, de acuerdo a los límites establecidos en la presente.

Aclaran que, en caso de haberse efectuado traslado de exigencia conforme a lo previsto, la exigencia a considerar será la exigencia de efectivo mínimo ajustada (EEMA).

Comunicación “A” 8299 del BCRA

El BCRA dispuso la habilitación de cuentas corrientes en dólares estadounidenses, respecto de las cuales únicamente podrán librarse cheques en dicha moneda mediante instrumentos electrónicos (ECHEQ). La autorización para otorgar giros en descubierto en estas cuentas quedará sujeta al régimen aplicable en materia de Política de Crédito.

Asimismo, las entidades financieras que ofrezcan alguno de los tipos de cuentas a la vista que admitan depósitos de cheques dispondrán hasta el 1° de diciembre de 2025 para implementar los mecanismos necesarios que permitan a sus clientes efectuar el depósito de ECHEQ librados en dólares estadounidenses.

Comunicación “A” 8304 del BCRA

Con vigencia desde el primer trimestre de 2026, el BCRA modificó el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, disponiendo que las empresas con activos y pasivos externos inferiores a USD 10 millones presenten sus declaraciones en forma anual, y las restantes en forma trimestral, bajo un régimen simplificado.

Comunicación “A” 8307 del BCRA

El Banco Central actualizó el Texto Ordenado de Exterior y Cambios. La actualización incluye, entre otros puntos, interpretaciones normativas, adecuaciones formales y reordenamientos.

Comunicación "A" 8330 del BCRA

El BCRA deja in efecto el límite anual de USD 36.000 previsto en el punto 2.2.2.1. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios y habilitan para las personas humanas el mecanismo de excepción de la obligación de liquidación de los cobros de exportaciones de servicios sin límite de monto.

En forma complementaria, aclaran que las entidades no podrán cobrar comisiones en aquellas operaciones concretadas por personas humanas residentes que impliquen la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera. Ello, sin perjuicio del traslado al cliente de los cargos que pudieran corresponder por los servicios prestados por las entidades del exterior intervinientes en la transferencia.

Por último, disponen nuevas excepciones en el punto 7.1.1.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios referido al plazo para el ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones de bienes.

Comunicación "A" 8332 del BCRA

En relación con la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, el BCRA dispuso que, en el caso de determinadas personas humanas vinculadas a entidades financieras o entidades autorizadas a operar en cambios (entre otros: accionistas con más del 5% de capital o votos, directores, síndicos, gerentes o equivalentes; y sus cónyuges/convivientes y parientes hasta segundo grado de consanguinidad o primer grado de afinidad) la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia 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 días corridos subsiguientes.

Comunicación "A" 8336 del BCRA

En relación con la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, el BCRA modifica lo regulado recientemente por la Comunicación "A" 8332 indicando que, en todos los casos, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia 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 días corridos subsiguientes

Resolución General N° 1067 de la Comisión Nacional de Valores

La CNV redujo el alcance, para los no residentes, de las restricciones del límite diario de \$200 millones respecto a las transferencias de valores negociables a entidades depositarias del exterior.

La nueva normativa establece que el límite diario no aplica a dichas transferencias, en la medida que se trate de valores negociables que amorticen a partir de los 2 (dos) años (anteriormente se requerían 3 años) desde la fecha de su emisión y que hubieran sido adquiridos en colocación o licitación primaria, hasta el valor nominal suscripto.

Resolución General N° 1069 de la Comisión Nacional de Valores

La CNV aprobó la reglamentación del régimen de Tokenización para Fideicomisos Financieros y Fondos Comunes de Inversión Cerrados con oferta pública, que estén compuestos por activos del mundo real (real world assets) u otros bienes admisibles que no sean valores negociables con negociación en mercados habilitados del país.

Luego de haber puesto en consulta pública el proyecto de resolución, en el marco de la Ley N° 27.739, establecen un marco regulatorio para establecer reglas de juego claras y específicas para la representación digital de valores negociables mediante el uso de Tecnologías de Registro Distribuido (TRD) u otras tecnologías similares, constituyendo ahora una forma adicional de representación de valores negociables a las ya existentes.

Resolución General N° 1072 de la Comisión Nacional de Valores

Con fecha 23 de junio de 2025, la CNV aprobó una regulación específica para la oferta pública con autorización automática de acciones, con el objetivo de reducir los costos involucrados en el proceso de apertura del capital accionario, y simplificar asimismo el trámite de acceso al régimen de oferta pública.

A tal fin, incorporan dos regímenes especiales aplicables al ofrecimiento de acciones que, por su bajo o mediano impacto, puedan ser eximidos, total o parcialmente, de las obligaciones aplicables a los participantes en el régimen de oferta pública; pero que, a la vez, puedan ser considerados como ofertas públicas que cuenten con autorización automática de la CNV.

- Bajo Impacto: se prevé un monto de hasta 1.000.000 de UVA (Unidades de Valor Adquisitivo, una unidad de medida que sigue periódicamente a la inflación), sin la necesidad de presentar prospectos y otros documentos ni obtener autorización previa de la CNV, siendo suficiente con efectuar una notificación a la CNV.
- Mediano Impacto: el límite será de hasta 7.000.000 de UVA, y requerirá un trámite de ingreso al régimen con menores exigencias, siendo necesario cumplir con obligaciones informativas específicas.

Dicha regulación ha sido posteriormente complementada mediante la Resolución CNV N° 1075, sujeto a ciertos condicionamientos, limitar el requisito de renuncia unánime del derecho de suscripción preferente a los accionistas a aquellas sociedades que aún no se entren dentro del régimen de la oferta pública.

Resolución General N° 1073 de la Comisión Nacional de Valores

La CNV introduce cambios en las actualizaciones de Prospecto y Programas Globales, indicando que la actualización del Prospecto con consecuencia de la aprobación de estados financieros correspondientes a un nuevo ejercicio anual será optativa. En caso de que la emisora opte por la actualización deberá acompañar un informe de contador público independiente que emita opinión sobre la información contenida en dicho documento.

Con relación al Régimen de Emisor Frecuente, eliminan la necesidad de ratificación anual. Un emisor mantendrá su condición mientras cumpla con la normativa.

Resolución General N° 1076 de la Comisión Nacional de Valores

La norma busca agilizar y simplificar los procedimientos para la oferta pública de valores negociables, para ello la CNV introdujo los siguientes cambios, entre otros:

1. Se flexibilizaron los plazos aplicables a la difusión de las colocaciones de valores negociables, estableciendo que el período mínimo de difusión es de un día hábil (reduciendo el período mínimo de tres días hábiles anteriormente requerido para ofertas de valores negociables dirigidas al público general), siempre que la documentación haya estado subida antes de las diez horas de la mañana de ese día. A su vez, se reduce a dos días hábiles para casos de refinanciación o canje.
2. En cuanto al régimen de emisores frecuentes: (i) se elimina la obligación de comunicación previa de 5 días de antelación la intención de emitir, así como el deber de informar el desistimiento de la emisión; y (ii) se habilita la posibilidad de emitir y reemitir series o clases de valores dentro del monto global autorizado, equiparando esta facultad a la prevista para los programas globales.
3. Se actualiza el monto mínimo de suscripción expresado en UVA (Unidades de Valor Adquisitivo), facilitando colocaciones a mayor escala, por lo que se aumenta de 500 UVAs a 7.500 UVAs.
4. Se actualizan y simplifican las disposiciones aplicables a fideicomisos financieros y regímenes espaciales de productos de inversión colectiva, eliminando obstáculos procedimentales y favoreciendo la agilidad y competitividad del mercado.

Resolución General N° 1076 de la Comisión Nacional de Valores

Se sustituye el Título XX Ofertas Privadas de Valores Negociables de las Normas de la CNV para adecuar algunas cuestiones de redacción y para establecer que las Reuniones Promocionales presenciales o virtuales se realizarán con hasta 50 potenciales inversores a la vez, que las invitaciones a realizar operaciones con valores negociables por emisión podrán ser efectuadas también a un número máximo de 50 otros potenciales Inversores Calificados, y de 30 potenciales Inversores no Calificados, y que las operaciones con valores negociables podrán ser celebradas con hasta un máximo, por emisión, de 35 adquirentes, de los cuales no más de 15 podrán ser Inversores no Calificados, excluyendo a los efectos de dichas cantidades a todo adquirente que ya sea propietario de Valores Negociables Representativos de Capital de dicho Emisor al momento de la adquisición de los Valores Negociables Representativos de Capital ofrecidos.

Resolución General N° 1076 de la Comisión Nacional de Valores

La CNV simplifica el régimen de los Fondos Comunes de Inversión para agilizar los procesos de autorización, inscripción y registración de los fondos abiertos y cerrados; así como de los agentes intervinientes en su operatoria. Con estas medidas, la CNV reafirma su compromiso con el fortalecimiento del mercado de capitales argentino, facilitando el acceso a todos sus participantes y promoviendo su desarrollo ordenado, innovador y transparente.

b) Carga tributaria

Para ver información sobre el tratamiento impositivo aplicable a las Obligaciones Negociables en Argentina consultar la sección “*b) Carga Tributaria*” del Prospecto.

c) Contratos Importantes

Para mayor información, véase la sección “*Información Adicional- b) Contratos Importantes*” del Prospecto y la sección “*información de la Emisora*” del presente Suplemento de Prospecto.

d) Documentos a disposición

Podrán solicitarse copias del Suplemento y el Prospecto y los Estados Financieros Intermedios de la Emisora referidos en el presente Suplemento, 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, copias del Prospecto y del presente Suplemento, así como de los demás documentos relacionados con el Régimen de Emisor Frecuente y las Obligaciones Negociables estarán disponibles en el Boletín Diario de la BCBA, la Página Web de la CNV, en el Página Web de la Compañía, y en el boletín electrónico de A3 Mercados).

e) Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo

Para mayor información, véase la sección “*Información Adicional- e) Prevención de Lavado y Financiamiento del Terrorismo*” del Prospecto.

CALIFICACIÓN DE RIESGO

El programa de Emisor Frecuente no cuenta con calificación de riesgo alguna.

A nivel local las Obligaciones Negociables no contarán con una calificación de riesgo.

A nivel internacional, las Obligaciones Negociables podrán contar con una o más calificaciones que será/n publicada/s a través de un aviso complementario al presente Suplemento.





EMISORA

GENNEIA S.A.

Nicolás Repetto 3676, Piso 3, Olivos
Provincia de Buenos Aires, República Argentina

FIDUCIARIO, AGENTE DE TRANSFERENCIA, AGENTE DE REGISTRO Y PRINCIPAL AGENTE DE PAGO



UMB BANK, N.A.

100 William Street, Suite 1850 New York, NY 10038,
Estados Unidos de América

AGENTE DE PAGO EN ARGENTINA, AGENTE DE REGISTRO Y AGENTE DE TRANSFERENCIA EN ARGENTINA Y REPRESENTANTE DEL FIDUCIARIO EN ARGENTINA



BANCO SANTANDER ARGENTINA S.A.

Av. Juan de Garay 151, Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
República Argentina

ASESORES LEGALES

DE LA EMISORA RESPECTO DEL DERECHO ESTADOUNIDENSE

CLEARY GOTTLIB

Cleary Gottlieb Steen & Hamilton LLP
One Liberty Plaza
Nueva York, Nueva York 10006
Estados Unidos

DE LOS COMPRADORES INICIALES

RESPECTO DEL DERECHO ESTADOUNIDENSE

**Simpson
Thacher**

Simpson Thacher & Bartlett LLP
425 Lexington Avenue
New York, NY 10017
Estados Unidos de América

DE LA EMISORA RESPECTO DEL DERECHO ARGENTINO



Bruchou & Funes de Rioja

Ing. Enrique Butty 275, piso 12
(C1001AFA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

DE LOS COMPRADORES INICIALES Y LOS AGENTES COLOCADORES

LOCALES RESPECTO DEL DERECHO ARGENTINO



**Pérez Alati, Grondona,
Benites & Arntsen**

Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen
Suipacha 1111, Floor 18th (C1008AAW)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES EXTERNOS

Deloitte.

Deloitte & Co. S.A.

Carlos M. Della Paolera 261, Piso 4°,
CABA, República Argentina

**Carlos Palazón – Subdelegado
Genneia S.A.**