

ADENDA AL SUPLEMENTO



Generación Mediterránea S.A. y Central Térmica Roca S.A.

ofrecen Obligaciones Negociables Clase XLVI garantizadas, denominadas y pagaderas en Dólares Estadounidenses en el exterior, a una tasa de interés fija incremental, con vencimiento en 2034 (las “Obligaciones Negociables Clase XLVI” o las “Nuevas Obligaciones Negociables”),

y Obligaciones Negociables Clase XLVII garantizadas, denominadas y pagaderas en Dólares Estadounidenses en el exterior, a una tasa de interés fija incremental, con vencimiento en 2036 (las “Obligaciones Negociables Clase XLVII”),

a ser integradas con Obligaciones Negociables Clase XXXIX garantizadas, a una tasa de interés fija del 11,000%, con vencimiento en 2031 (las “Obligaciones Negociables Garantizadas 2031”, o las “Obligaciones Negociables Existentes”, indistintamente),

a ser co-emitidas por un valor nominal de hasta el monto suficiente para canjear la totalidad de las Obligaciones Negociables Existentes en circulación, considerando la Contraprestación por Canje (conforme se define más adelante), bajo el Programa de Obligaciones Negociables Simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta US\$1.300.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) a la correspondiente fecha de emisión

y

la Solicitud de Consentimiento a los Tenedores de las Obligaciones Negociables Existentes

La presente es una adenda (la “Adenda”) al suplemento de oferta de canje y solicitud de consentimiento de fecha 4 de mayo de 2026 (el “Suplemento”), relativo a la oferta de canje y solicitud de consentimiento de Generación Mediterránea S.A. (“GEMSA”) y Central Térmica Roca S.A. (“CTR”) y, junto con GEMSA, las “Co-Emisoras”, los “Co-Emisores” o las “Emisoras”), en carácter de co-emisoras, dirigida a los Tenedores Elegibles, para el canje de todas y cada una de las Obligaciones Negociables Existentes por Nuevas Obligaciones Negociables y Obligaciones Negociables Clase XLVII (la “Oferta de Canje”), de acuerdo con los términos y sujeto a las condiciones descritas en el Suplemento y en el aviso de suscripción de fecha 4 de mayo de 2026 (el “Aviso de Suscripción”). Todos los términos en mayúscula utilizados en la Adenda que no se encuentren expresamente definidos tendrán el significado que se les asigna en el Suplemento y/o en el Aviso de Suscripción.

Las Nuevas Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables Clase XLVII serán emitidas bajo el Programa. El prospecto del Programa de fecha 27 de noviembre de 2025 (el “Prospecto”) y la adenda al Prospecto de fecha 20 de febrero de 2026 (la “Adenda al Prospecto”) y, junto con el Prospecto, el Suplemento, el Aviso de Suscripción y la presente Adenda, los “Documentos de la Oferta y Solicitud”) se encuentran disponibles en el sitio web de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”), www.argentina.gob.ar/cnv, bajo el ítem “Empresas” de la Autopista de la Información Financiera (la “AIF”), en los sistemas informáticos de A3 Mercados S.A. (el “A3”), en el Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la “BCBA”), en virtud del ejercicio de la facultad delegada por Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“ByMA”) a la BCBA, y en el sitio web institucional de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar).

Asimismo, las Co-Emisoras están solicitando consentimientos (el “Consentimiento”) de los tenedores de las Obligaciones Negociables Existentes (la “Solicitud de Consentimiento”) y junto con la Oferta de Canje, la “Oferta y Solicitud”) para modificar ciertas disposiciones del Contrato de Emisión Existente, y terminar o modificar los documentos del Colateral (conforme se encuentran definidos en el Contrato de Emisión Existente, los “Documentos del Colateral Existente”) para, (i) eliminar sustancialmente los compromisos restrictivos y ciertos supuestos de incumplimiento relacionados con las Obligaciones Negociables Existentes (las “Modificaciones Propuestas al Contrato de Emisión Existente”), (ii) cambiar la ley aplicable del Contrato de Emisión Existente a las leyes de Inglaterra y Gales (dicha enmienda solo será implementada en la medida en que la Oferta de Canje no se consuma en virtud de sus términos y las Co-Emisoras y el Grupo Ad Hoc (según se define más adelante) decida implementar un esquema de reestructuración inglés (el “Esquema”) conforme a la Parte 26 de la Ley de Sociedades del Reino Unido del 2006 (Companies Act 2006), presentado ante el Tribunal de Sociedades, Chancery Division of the High Court of Justice of England and Wales (División de Cancillería del Tribunal Superior de Justicia de Inglaterra y Gales) (la “Modificación Propuesta al Esquema”), y (iii) liberar todos los activos en garantía que garantizan las Obligaciones Negociables Existentes, e instruir al Fiduciario de las Obligaciones Negociables Existente, al Agente de la Garantía Existente y al Fiduciario Local Existente a liberar dichos activos en garantía que garantizan las Obligaciones Negociables Existentes y a suscribir los documentos necesarios para liberar todos los activos en garantía que garantizan a las Obligaciones Negociables Existentes, incluyendo enmiendas a y/o


Juan G. Daly
Autorizado

terminaciones de los Documentos del Colateral Existente (la “Modificación Propuesta para Liberar los Colaterales Existentes”, y, junto con las Modificaciones Propuestas al Contrato de Emisión Existente y la Modificación Propuesta al Esquema, las “Modificaciones Propuestas”). Véase “*La Oferta y Solicitud*” y “*Modificaciones Propuestas y Modificaciones Propuestas para Liberar los Colaterales Existentes*” del Suplemento.

A la fecha de esta Adenda, las Co-Emisoras se encuentran en incumplimiento de obligaciones de pago respecto de distintos endeudamientos financieros, incluyendo sin limitación respecto de las Obligaciones Negociables Existentes, situación que constituye un Evento de Incumplimiento bajo el contrato de emisión de fecha 8 de octubre de 2024 (según fuera modificado el 8 de noviembre de 2024, el “Contrato de Emisión Existente”). No se han realizado amortizaciones programadas, rescates voluntarios ni recompras respecto de las Obligaciones Negociables Existentes desde su fecha de emisión inicial. Las Co-Emisoras se encuentran atravesando un proceso de reordenamiento financiero integral (el “Proceso de Reestructuración” o la “Reestructuración”, indistintamente, según corresponda), de acuerdo a lo informado en el Suplemento. Esta Oferta y Solicitud está siendo lanzada como parte del Proceso de Reestructuración. Las Co-Emisoras creen que la resolución exitosa de la Oferta y Solicitud es fundamental para resolver su liquidez limitada y garantizar su viabilidad continua.

Los Tenedores Elegibles deberán considerar los factores de riesgo que comienzan en la página 37 del Suplemento y los que se describen en la sección “*Factores de Riesgo*” del Prospecto, de la Adenda al Prospecto, antes de decidir si participar de la Oferta y Solicitud e invertir en las Nuevas Obligaciones Negociables y en las Obligaciones Negociables Clase XLVII.

La oferta de las Nuevas Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables Clase XLVII y la Oferta y Solicitud se realizan conforme a lo establecido los Documentos de la Oferta, particularmente en la Portada y en los apartados “*Fechas Importantes*”, “*La Oferta y Solicitud*”, “*Descripción de las Nuevas Obligaciones Negociables*”, “*Descripción de las Obligaciones Negociables Clase XLVII*” y “*Descripción del Colateral y Acuerdos de Acreedores*” del Suplemento.

La presente Adenda tiene por objeto poner a disposición de los Tenedores Elegibles, información de las Co-Emisoras incluida en el Prospecto con sus correspondientes actualizaciones. A tal fin, se acompaña al presente como Anexo A las siguientes secciones del Prospecto actualizadas, a saber: “*Antecedentes Financieros*” –mediante la incorporación de información correspondiente a los estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025–, “*Información de las Co-Emisoras*”, “*Estructura de las Co-Emisoras, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas*”, y “*Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo de Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes)*”. Asimismo, se aclara que toda referencia incluida en el Suplemento al “*Suplemento Complementario*” deberá entenderse efectuada a la presente Adenda y a la información aquí contenida.

Se informa a los Tenedores Elegibles que en los próximos días se publicarán en la Autopista de la Información Financiera (“AIF”) de la CNV los estados financieros no auditados correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, los cuales podrán ser consultados por los inversores a través de dicho sistema.

Con excepción de la información aquí incorporada, toda la demás información y término de los Documentos de la Oferta, permanecerán sin cambios.

Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales, los Agentes de Información Locales no formulan ninguna declaración o garantía, expresa o implícita, respecto de la precisión o integridad de la información financiera, contable, operativa, provista por las Co-Emisoras y contenida en la presente Adenda. Ninguna de las disposiciones contenidas en esta Adenda constituye ni será considerada como una promesa o declaración por parte de los Agentes de Información Locales de hechos pasados o futuros.

En Argentina, todas las preguntas relativas a esta Oferta y Solicitud deben dirigirse a los Agentes de Información Locales. Los Agentes de Información Locales actuarán exclusivamente en carácter informativo y no participarán en la recepción de instrucciones, liquidación, acreditación o transferencia de Obligaciones Negociables Existentes, Nuevas Obligaciones Negociables y/o Obligaciones Negociables Clase XLVII, ni en la implementación de la Oferta de Canje, no asumiendo responsabilidad alguna en relación con tales procesos ni estando facultados para recibir, procesar o ejecutar instrucciones de los Tenedores Elegibles, ni para representarlos en ningún aspecto de la Oferta y Solicitud.

Los Documentos de la Oferta y Solicitud y demás documentos relevantes para la Oferta y Solicitud y la emisión de las Nuevas Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables Clase XLVII se encuentran a disposición de los interesados en las oficinas de las Co-Emisoras sita en Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14º, C.A.B.A., y de los Agentes de Información Locales a través de los contactos que se indican en el punto 22) del Aviso de Suscripción. Las Co-Emisoras recomiendan la lectura y examen de los Documentos de la Oferta y Solicitud en su totalidad, así como de los estados financieros auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, junto con sus respectivas notas y anexos, incorporados por referencia al Suplemento y publicados en el sitio web de la CNV bajo IDs 3499439 (GEMSA al 31/12/2025) y 3494739 (CTR al 31/12/25).

La presente Adenda no constituye ni podrá ser utilizado como una oferta o solicitud en ninguna jurisdicción en la cual dicha oferta o solicitud no se encuentre autorizada o a persona alguna respecto de la cual sea ilegal efectuar tal oferta o solicitud. No se ha adoptado medida alguna para permitir una oferta pública de las Nuevas Obligaciones Negociables o de las Obligaciones Negociables Clase XLVII o la distribución de la presente Adenda en jurisdicciones donde ello requiera autorización específica. La información aquí contenida es parcial y deberá completarse con la información contenida en los restantes Documentos de la Oferta. Los Tenedores Elegibles deberán analizar cuidadosamente la totalidad de la información contenida en dichos documentos antes de adoptar una decisión de inversión.

Oferta pública autorizada por Resolución N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017, el aumento del monto del Programa por hasta U\$S300.000.000 (o su equivalente en otra moneda) fue autorizado por Resolución N° RESFC-2019-20111-APN- DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019 de la CNV, el aumento del monto del Programa hasta U\$S700.000.000 (o su equivalente en otra moneda) y la modificación de sus términos y condiciones fueron autorizados por Disposición N° DI-2020-43-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV con fecha 10 de septiembre de 2020, la modificación de los términos del prospecto de Programa a los fines de permitir a las Compañías la emisión de obligaciones negociables denominadas en unidades de medida o valor ha sido autorizada por Disposición N° DI-2021- 3-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 23 de febrero de 2021, la prórroga y modificación de los términos y condiciones del Programa, aprobadas por las Asambleas Generales Extraordinarias de Accionistas de las Sociedades y sus Directorios con fecha 19 de abril de 2022, ha sido autorizada por Disposición N° DI-2022-28-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 2 de junio de 2022, el aumento del monto del Programa hasta U\$S1.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) ha sido autorizado por Disposición N° DI-2023-31-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV con fecha 5 de julio de 2023, y la modificación de los términos del prospecto de Programa a los fines de permitir a las Compañías la emisión de obligaciones negociables tipificadas como temáticas, incluyendo sin limitación, como sociales, verdes, sustentables, vinculadas a la sostenibilidad y/o cualquier otra alternativa de etiquetado, ha sido autorizado por Disposición N° DI-2024-11-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV con fecha 23 de febrero de 2024. Con fecha 29 de enero de 2026, el aumento del monto máximo de emisión bajo el Programa hasta U\$S1.300.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor), fue aprobado de manera condicionada por la CNV mediante Disposición N° DI-2026-11-APN-GE#CNV, habiendo las Co-Emisoras levantado dicho condicionamiento mediante la publicación de la adenda al Prospecto de fecha 20 de febrero de 2026. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información.

La oferta pública de las Nuevas Obligaciones Negociables y de las Obligaciones Negociables Clase XLVII se encuentra comprendida dentro de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV al Programa, en el marco de lo establecido por el artículo 23, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV. El Suplemento ni el Aviso de Suscripción ni la presente Adenda han sido previamente revisado ni conformado por la CNV. De acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 30, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, dentro de los cinco Días Hábiles de suscriptas las Nuevas Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables Clase XLVII, las Co-Emisoras presentarán la documentación definitiva relativa a las mismas ante CNV.

La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto, la Adenda al Prospecto, en el Suplemento ni en la presente Adenda. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el Suplemento y en la presente Adenda es exclusiva responsabilidad del órgano de administración de cada Co- Emisora, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de las Co-Emisoras y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados contables que se acompañan, y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. El órgano de administración de cada Co-Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el Prospecto, la Adenda al Prospecto, el Suplemento y la presente Adenda contienen, a la fecha de su publicación, información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de las Co-Emisoras y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes. El Suplemento no ha sido previamente revisado ni conformado por la CNV, BYMA ni por A3.

Las Co-Emisoras asumen expresamente la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el Prospecto, en la Adenda al Prospecto, en el Suplemento y en la presente Adenda, y por la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación actualizada de las Co-Emisoras, incluyendo toda información que cualquier inversor razonable debe conocer para adoptar decisiones fundadas respecto de la colocación y posterior negociación de las Nuevas Obligaciones Negociables y de las Obligaciones Negociables Clase XLVII. Las Co-Emisoras declaran, bajo juramento, que los datos consignados en el Suplemento y en la presente Adenda 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. Las Co-Emisoras manifiestan 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.

La fecha de la presente Adenda es 11 de mayo de 2026.



Juan G. Daly
Autorizado



ANEXO A

ÍNDICE

INFORMACIÓN DE LAS CO-EMISORAS	6
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTE).....	114
ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS	119
ANTECEDENTES FINANCIEROS.....	121



INFORMACIÓN DE LAS CO-EMISORAS

Se informa al público inversor que por medio de la presente Adenda se actualiza y complementa la información que surge de la sección “*Información de las Co-Emisoras*”, del Prospecto, incluyendo la información correspondiente al 31 de diciembre de 2025, tal como surge a continuación:

Descripción de las actividades y negocios

Las Co-Emisoras son parte de los principales generadores energéticos en Argentina en base al volumen de MW de capacidad instalada de generación a la fecha de la presente Adenda. Operamos diez plantas de energía termoeléctrica ubicadas en varias provincias de Argentina, todas de nuestra propiedad (incluyendo la planta propiedad de Solalban, en la cual tenemos una participación del 42%). Estas plantas de energía tienen una capacidad de generación instalada total de 1.858 MW. Todas las plantas de energía que operamos son de combustible dual (utilizan tanto gas natural como gasoil) y están completamente operativas.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, nuestros ingresos operativos y EBITDA Ajustado ascendieron a US\$102.558 miles y US\$215.495 miles, respectivamente.

Generamos nuestro EBITDA Ajustado principalmente a partir de:

(i) la venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, de conformidad con los Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica (“CCEE”) de largo plazo denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos al tipo de cambio oficial, bajo el esquema “*take or pay*”;

(ii) la venta de capacidad de generación y de electricidad a CAMMESA en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, de conformidad con CCEE de largo plazo denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos al tipo de cambio oficial, bajo el esquema “*take or pay*”; y

(iii) la venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, conforme a CCEEs a largo plazo, denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial, que contemplan un esquema “*take or pay*”;

(iv) la venta de electricidad (en lugar de capacidad de generación) a grandes consumidores bajo CCEEs con plazos de uno a dos años denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos al tipo de cambio oficial en virtud del marco regulatorio de Energía Plus; y

(v) la venta de capacidad de generación y de electricidad a CAMMESA en virtud del marco regulatorio de Energía Base, principalmente, para capacidad instalada con anterioridad al 17 de marzo de 2006, de conformidad con convenios en virtud la Resolución SEE 31/2020, según fuera enmendada por la Resolución SE N° 440/2021 (sin celebrar CCEE), luego modificada a través de las Resoluciones SE N° 238/2022, 826/2022, 59/2023, 09/2024, 99/2024 y 193/2024, 233/2024 y 285/2024 a las tarifas denominadas en Pesos establecidas por la Secretaría de Energía.

(vi) la venta de vapor a Renova S.A. y Louis Dreyfus Company S.A. (clientes privados) para su proceso de producción bajo un contrato a largo plazo de suministro de vapor, denominado en dólares estadounidenses y pagadero en pesos al tipo de cambio oficial; y

(vii) desde el 19 de abril de 2024, el cobro de una tarifa de gestión, denominada en dólares estadounidenses, proveniente de Petroperú (un cliente privado) por la recaudación y operación de una planta de

cogeneración de 100 MW junto a la refinería, con el objetivo de proporcionar energía al proceso productivo de la refinería. Este acuerdo tiene un plazo de 20 años.

El EBITDA Ajustado incluye el flujo proveniente de los contratos relacionados con el cierre de ciclo de la “Central Térmica M. Maranzana” (cedido en garantía para el pago de las ONs Clase XVII, XVIII y XIX emitidas por GEMSA), “Central Térmica Ezeiza” (cedido en garantía para el pago de las ONs Clase XV y XVI emitidas por GEMSA) y los flujos provenientes de CAMMESA y Louis Dreyfus Company S.A. relacionadas con la planta de cogeneración proveniente de “Central Térmica Arroyo Seco” (cedida en garantía de pago de las Ons Clase I, III y IV emitidas por GLSA).

Nuestros CCEE son pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial establecido por el BCRA. Véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera - Fluctuaciones del tipo de cambio*”. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, generamos el 17,6%, 24,5%, 44,7%, 2,1% y 7,8% de nuestro EBITDA Ajustado en virtud de los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Resolución SEE 287/2017, Energía Plus, Energía Base, respectivamente, y un 2,7% y un 0,7% provenientes de los ingresos generados en virtud de un contrato privado con Petroperú S.A, con Renova S.A. y con LDC, respectivamente.

Los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016, SEE 287/2017 y Energía Plus se aplican a la capacidad de generación instalada a partir de septiembre de 2006 y conducen a rendimientos más altos y estables y a una prioridad en los pagos en comparación con el marco regulatorio de Energía Base, en virtud del cual somos remunerados por capacidad de generación más antigua y capacidad que ya está comprometida bajo un CCEE una vez que éste expira. Para obtener una descripción de los marcos regulatorios y de nuestros CCEE, ver los apartados del presente “*Información de las Co-Emisoras —Nuestros clientes*” y “*Información de las Co-Emisoras — Descripción del sector en que se desarrolla su actividad —Generadores*”. Estos marcos regulatorios pueden sufrir cambios en el futuro. Ver “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el sector energético argentino— Los cambios en los marcos regulatorios bajo los cuales vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad pueden afectar la condición financiera y el resultado de nuestras operaciones de las Compañías*” del Prospecto.

Durante el año 2017, fuimos adjudicados con nuevos CCEE con CAMMESA para la instalación de capacidad de generación adicional en el marco de la Resolución SEE 287/2017, los cuales tienen similares características a los correspondientes bajo las Resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016. En virtud de estos CCEE, fuimos adjudicados con hasta 138 MW de capacidad adicional en Central Térmica Ezeiza y hasta 113 MW de capacidad adicional en Central Térmica Modesto Maranzana. El proyecto de expansión de capacidad para la Central Térmica Ezeiza se completó en abril de 2024. El proyecto de expansión de capacidad para la central térmica Maranzana se completó en diciembre de 2024. Asimismo, como resultado de la fusión de Albanesi y su subsidiaria GECE, que fueron absorbidas por GEMSA (ver “*Información de las Co-Emisoras— Reseña Histórica*” de la presente Adenda), se transfirió a GEMSA un CCEE adicional por una capacidad de 100 MW adjudicado a GECE en 2017 en virtud de la Resolución SEE 287/2017, en virtud del cual nuestra subsidiaria Generación Litoral S.A. (“GLSA”) construyó la central de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. El proyecto en Arroyo Seco comenzó sus operaciones en septiembre de 2024 para el ciclo abierto (108 MW), y durante julio de 2025 comenzó para el ciclo de cogeneración (25 MW).

Entre 2016 y 2018, ampliamos la capacidad de cinco de nuestras centrales sumando un total de 630 MW de la siguiente manera: (i) 100 MW en Central Térmica Modesto Maranzana, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, (ii) 50 MW en Central Térmica Riojana, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, (iii) 100 MW en Central Térmica Independencia, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, (iv) 150 MW en Central Térmica Ezeiza, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, (v) 60 MW y conversión de Central Térmica Roca en un ciclo combinado, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, y (vi) 170 MW en la Central Térmica Timbúes bajo la Resolución SEE N° 21/2016.

El 24 de febrero de 2018, la planta termoeléctrica de cogeneración Central Térmica Timbúes fue autorizada para su operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista con hasta 170 MW de potencia bajo la Resolución SEE N.º 21/2016, y el 11 de febrero de 2019, fue autorizada para la generación y entrega de vapor.

El 16 de abril de 2024, el proyecto de expansión de la Central Térmica Ezeiza fue autorizado para su operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista con hasta 143,39 MW (gas natural) y 134,78 MW (gasoil) de potencia bajo la Resolución SEE N.º 287/2017.

El 26 de junio de 2024, el proyecto de expansión de la Central Modesto Maranzana fue autorizado para la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista con la tercera turbina SGT-800 (54 MW) y el 13 de diciembre de 2024 con la turbina de vapor SST-600 de 67 MW, bajo la Resolución SEE N.º 287/2017.

El 16 de septiembre de 2024, el proyecto de ciclo simple de la Central Térmica Arroyo Seco fue autorizado para operar comercialmente en el Mercado Eléctrico Mayorista con una capacidad de generación de hasta 54 MW, según la Resolución SEE N.º 287/2017. El 30 de septiembre de 2024, se autorizó una capacidad adicional de 54 MW bajo la misma resolución, completando así 108 MW de capacidad instalada del proyecto de ciclo simple. Finalmente, en julio de 2025 entró en operación una capacidad adicional de 25 MW, a través de una turbina de vapor Siemens de 25 MW y dos calderas VOGT de 60 Tn/h, completando así un total de 133 MW de capacidad instalada.

Al 31 de diciembre de 2025, nuestros contratos de compraventa de energía (CCEEs) con CAMMESA bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016 y Resolución SEE 287/2017 (*para las plantas Central Térmica Ezeiza, Central Térmica Modesto Maranzana y Central Térmica Arroyo Seco*) y la Central Térmica Talara para nuestras plantas de energía en operación tenían un plazo promedio restante de aproximadamente 4 años y 5 meses, medido por el promedio ponderado de la disponibilidad de MW comprometidos bajo cada contrato.

La siguiente tabla presenta una breve descripción de las plantas de energía que operamos:

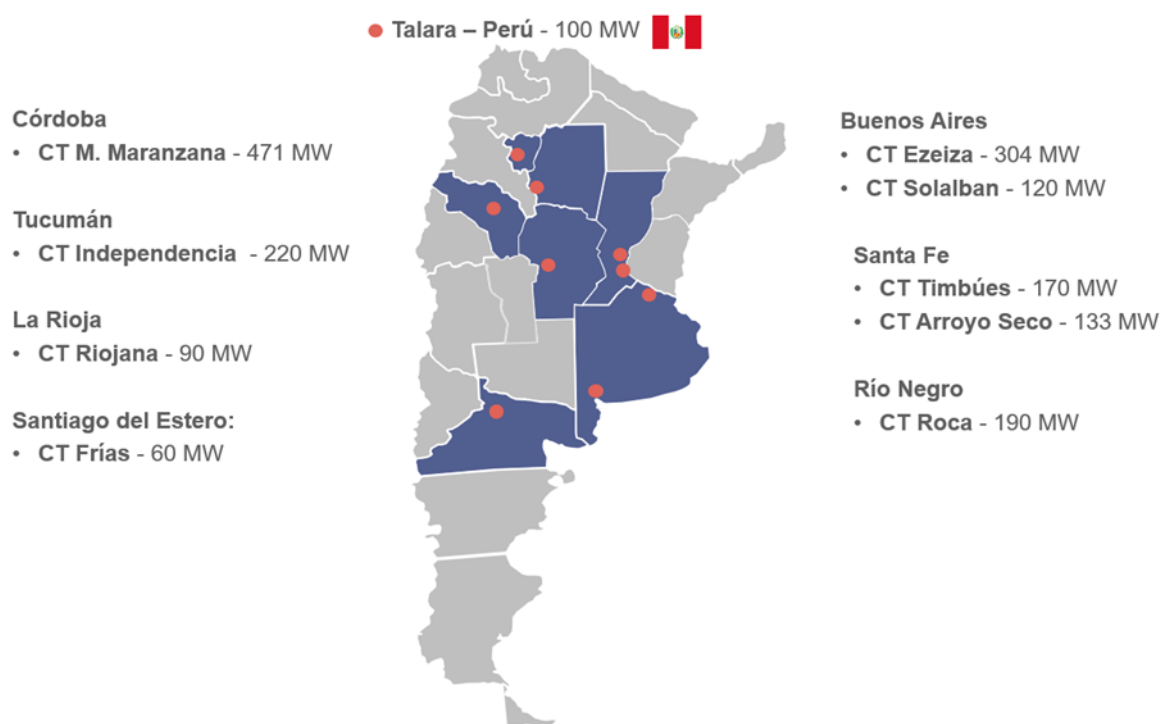
Propietario	Central Térmica	Capacidad Instalada (MW) ⁽⁴⁾	Factor de Disponibilidad Promedio al 31/12/2024 ⁽²⁾	Factor de Disponibilidad Promedio al 31/12/2025 ⁽²⁾	Ventas bajo el Marco Regulatorio para la Capacidad de Generación Existente
GEMSA	Central Térmica M. Maranzana	471	96%	95%	Resolución SE 220/2007 / Resolución SEE 287/2017 / Energía Plus / Energía Base
GEMSA	Central Térmica Independencia	220	95%	93%	Resolución SE 220/2007 / Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Ezeiza	304	98%	96%	Resolución SEE 21/2016 / Resolución SEE 287/2017
GEMSA	Central Térmica Riojana	90	95%	98%	Resolución SE 220/2007 / Energía Base
GEMSA	Generación Frías	60	76%	30%	Resolución SE 220 /2007

CTR	Central Térmica Roca	190	92%	99%	Resolución SE 220/2007
AESA	Central Térmica Timbúes	170	100%	92%	Resolución SEE 21/2016
GLSA	Central Térmica Arroyo Seco (5)	133	25%	98%	Resolución SEE 287/2017
Solalban ⁽¹⁾	Solalban Energía	120	53%	58,7%	Autogeneración ⁽³⁾
GMOP	Petroperú	100	N/A	N/A	Contratos Privados
Total		1.858			

- (1) Poseemos una participación del 42% en Solalban. El 58% restante es propiedad de Unipar Indupa. Con fecha 29 de octubre de 2025 GEMSA recibió una notificación de Unipar Indupa, indicando que se habría configurado un evento que habilitaría el ejercicio del derecho de compra de la totalidad de las acciones de Solalban de titularidad de GEMSA, para mayor información, véase *“Factores de Riesgo— Riesgos Relacionados con las Co-Emisoras —Existe incertidumbre acerca de nuestra participación accionaria minoritaria en Solalban”* del Suplemento y *“Estructura de las Co-Emisoras, accionistas o socios y partes relacionadas —a) Estructura organizativa de las Co-Emisoras y su Grupo Económico”* del presente y del Prospecto.
- (2) El Factor de Disponibilidad (relevante principalmente para efectos de la venta de nuestra disponibilidad de capacidad bajo la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Resolución SEE 287/2017 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles sobre las horas del período (es decir, el porcentaje de horas en que una planta de generación eléctrica está disponible para generar electricidad en el período relevante, ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para generar energía).
- (3) Una parte de la electricidad generada por esta planta se vende directamente a Unipar Indupa, nuestro socio en la empresa conjunta, sin un marco regulatorio específico. Véase *“Negocio—Nuestras Centrales Térmicas—Solalban Energía”*
- (4) Desde noviembre de 2023, se retiraron 30 MW de la Central Térmica La Banda bajo el régimen regulatorio de Energía Base. La central registró un factor de disponibilidad promedio del 83% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.
- (5) El proyecto en Arroyo Seco comenzó a operar en septiembre de 2024 para el ciclo abierto (108 MW). por su parte, el ciclo de cogeneración (25 MW) comenzó a operar en julio de 2025.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las plantas generadoras en operación comercial:

1.858 MW en operación



Medioambiente y Sostenibilidad

La gestión del medio ambiente constituye una prioridad clave en actividades y operaciones comerciales de las Co-Emisoras. En la actualidad las Co-Emisoras gestionan y mantienen todos los permisos y autorizaciones ambientales necesarios para desarrollar responsablemente su actividad comercial. Asimismo, las Co-Emisoras consideran que la protección ambiental constituye un área de evaluación de desempeño, y, por ello, han incluido las cuestiones ambientales dentro de las responsabilidades de sus ejecutivos clave.

Desde mayo de 2024, las Co-Emisoras cuentan con un Sistema de Gestión Integrado con alcance corporativo, certificado bajo las normas ISO 14001:2015 (Gestión Ambiental), ISO 45001:2018 (Seguridad y Salud en el Trabajo) e ISO 9001:2015 (Gestión de la Calidad). Esta certificación consolida el compromiso con la gestión ambiental, la seguridad y salud ocupacional, y la calidad, con vigencia hasta 2027.

En mayo de 2025 se llevó a cabo un nuevo proceso de auditoría externa a cargo de IRAM, cumpliéndose satisfactoriamente la primera instancia de seguimiento dentro del actual período de certificación 2025–2027. En este marco, las Co-Emisoras y sus subsidiarias trabajan de manera coordinada para garantizar la efectividad y mejora continua del Sistema de Gestión Integrado a nivel corporativo.

Este sistema de gestión integrado constituye un marco para garantizar el cumplimiento de las normas ambientales, de calidad, seguridad y salud en el trabajo, la legislación aplicable y las autorizaciones, así como para detectar oportunidades de mejora constante como parte del ciclo “planificar-hacer-verificar-actuar”. Las auditorías

constituyen una herramienta útil para evaluar el comportamiento de los trabajadores y el compromiso con nuestra cultura corporativa y detectar contratistas que no adhieren a nuestros compromisos de seguridad y ambiental.

Informe de Sostenibilidad (ESG).

Durante el primer semestre de 2025, las Co-Emisoras publicaron su cuarto Informe de Sostenibilidad, correspondiente al año 2024, reafirmando su compromiso con la sostenibilidad. Cada sección del informe fue elaborada para reflejar cómo se gestionan los temas relevantes para sus grupos de interés.

El informe fue preparado de acuerdo con los estándares GRI, en su opción esencial, con cobertura anual entre el 1 de enero y el 31 de diciembre. Esta edición se basó en indicadores internos estandarizados bajo dicho marco. El documento, publicado en español e inglés, está disponible en la página web de las Co-Emisoras: www.albanesi.com.ar/medio-ambiente.php. Nuestra visión de sostenibilidad es crear valor sostenible para nuestros empleados, clientes, proveedores, accionistas y otros grupos de interés. Para lograr esto, llevamos a cabo nuestras actividades respetando el medioambiente y mejorando continuamente nuestros procesos de trabajo.

Este enfoque se alinea con nuestro Programa de Integridad, Código de Ética y Conducta, adhiriéndose a pautas de comportamiento consistentes con nuestros valores, que deben ser seguidas por todos los empleados, así como por los involucrados en toda la cadena de valor.

Empleados y Recursos Humanos

Al 31 de diciembre de 2025, GEMSA contaba con 308 empleados, de los cuales 185 desempeñan su actividad laboral en las centrales de su propiedad, y los restantes 123 empleados lo hacían en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. 154 empleados son parte de un convenio colectivo. No esperamos experimentar huelgas o paros por parte de nuestros empleados.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la dotación de GEMSA era de 308 y 170 empleados, respectivamente. La diferencia de empleados en GEMSA entre el 31 de diciembre de 2024 y el 31 de diciembre de 2025 se debe principalmente a (i) la cesión de contratos de trabajo celebrada entre GEMSA como cesionaria y RGA como cedente, respecto de determinados empleados de RGA que habitualmente desempeñaban tareas para GEMSA bajo el contrato de servicios administrativos que mantenían dichas sociedades, y (ii) al agregado de los empleados de AESA (ahora GEMSA).

Al 31 de diciembre de 2025, CTR contaba con 25 empleados, de los cuales todos desempeñan su actividad laboral en la central de su propiedad, y ninguno en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. 21 empleados son parte de un convenio colectivo. No esperamos experimentar huelgas o paros por parte de nuestros empleados. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la dotación de CTR era de 25 y 27 empleados, respectivamente.

A la fecha de esta Adenda las Co-Emisoras no se han acogido a ningún plan de asistencia estatal para el pago de salarios, los cuales se encuentran pagando con normalidad.

Seguros

Creemos que el nivel de cobertura de seguros que mantenemos para nuestras propiedades, operaciones, personal y negocios es razonablemente apropiado para los riesgos que enfrentamos y es comparable con el nivel de cobertura de seguros mantenido por otras empresas de tamaño similar que operan en los negocios en los que estamos involucrados.

Actualmente, contamos con un paquete integral de seguros que incluye daños a la propiedad e interrupción del negocio. Estas pólizas cubren nuestros activos físicos, como plantas de energía, oficinas, equipos y subestaciones, así como los costos de interrupción del negocio por fallos de equipos o eventos catastróficos. Todas las plantas de

energía de las Co-Emisoras y sus subsidiarias están aseguradas con la “Póliza de Caucción por Riesgo de Daño Ambiental de Incidencia Colectiva”, de acuerdo con el Artículo 22 de la Ley General de Ambiente N.º 25.675. También contamos con cobertura de responsabilidad civil ante terceros, incluida la responsabilidad civil laboral y la responsabilidad civil por exceso de vehículos. Además, mantenemos cobertura a todo riesgo en relación con (i) construcción, que incluye cobertura de daños materiales, retraso en el inicio, carga marítima y responsabilidad civil, y (ii) la modernización de nuestras unidades existentes.

Nuestras pólizas de seguros están contratadas con firmas de seguros globales y locales, como Starr Indemnity & Liability Company, Chubb Argentina de Seguros S.A., Federación Patronal, La Meridional Cía Argentina de Seguros, Nación Seguros, Sancor Seguros, Zurich, Provincia Seguros y La Segunda Seguros.

Procedimientos Legales

1. Procedimientos de los tenedores de las Obligaciones Negociables

A la fecha de esta Adenda, las Co-Emisoras se encuentran involucradas en los procesos ejecutivos relativos al cobro de sumas bajo distintas clases de sus obligaciones negociables que se detallan a continuación. Ver la sección “Factores de Riesgo— Factores de riesgo relacionados con la Emisora - Exposición a Procedimientos Judiciales relativos a Incumplimientos de Pago” del Suplemento.

Como consecuencia del incumplimiento de las obligaciones de pago de sus pasivos financieros, las Co-Emisoras se encuentran sujetas a reclamos judiciales iniciados por acreedores en procura del cobro de sus acreencias, los cuales pueden comprender juicios ejecutivos o pedidos de quiebra. A la fecha, las Co-Emisoras han sido notificadas de ciertos procesos de ejecución iniciados por tenedores de Obligaciones Negociables, que en su conjunto no representan un monto que, en caso de recaer sentencia adversa, pudiera ocasionar un efecto sustancialmente perjudicial sobre las Co-Emisoras que razonablemente pudiera afectar el curso de la Reestructuración societaria.

Edificar Seguros S.A. c/ Generación Mediterránea S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 19 de noviembre de 2025, Edificar Seguros S.A. promovió demanda ejecutiva contra las Co-Emisoras (Expte. N° 22765/2025, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 12, Secretaría N° 120), reclamando la suma de AR\$ 577.359.592,75 en concepto de capital, más los intereses devengados, presuntamente originados en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clase XXIV coemitidas por las Co-Emisoras. Las Co-Emisoras fueron debidamente notificadas de la demanda el 17 de diciembre de 2025. El 29 de diciembre de 2025, el juzgado dictó sentencia de trance y remate, ordenando llevar adelante la ejecución hasta el íntegro pago de la suma reclamada en concepto de capital, con más intereses y costas. Las Co-Emisoras fueron notificadas de dicha sentencia el 5 de febrero de 2026. Dicha sentencia se encuentra firme y consentida.

Bonofiglio, Fernando Daniel c/ Generación Mediterránea S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 20 de octubre de 2025, Fernando Daniel Bonofiglio promovió demanda ejecutiva contra las Co-Emisoras (Expte. N° 20218/2025, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 12, Secretaría N° 24), reclamando la suma de US\$ 755 en concepto de capital e intereses, presuntamente originados en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clase XX coemitidas por las Co-Emisoras. Las Co-Emisoras fueron debidamente notificadas del traslado de la demanda el 12 de noviembre de 2025. El 20 de noviembre de 2025, el juzgado dictó sentencia de trance y remate contra las Co-Emisoras por la suma de US\$ 645, con más intereses. Las Co-Emisoras fueron notificadas de dicha sentencia el 4 de diciembre de 2025. Dicha sentencia se

encuentra firme y consentida. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Owen, Kraus c/ Generación Mediterránea S.A. s/ Ejecutivo

Con fecha 2 de junio de 2025, Owen Kraus promovió demanda ejecutiva contra GEMSA (Expte. N° 10403/2025, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 29, Secretaría N° 58), reclamando la suma de US\$ 1.974 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clase X. GEMSA fue debidamente notificada del traslado de la demanda el 26 de noviembre de 2025. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Fraire, Luciano c/ Generación Mediterránea S.A. s/ Pedido de Quiebra

El 4 de agosto de 2025, Luciano Fraire promovió un pedido de quiebra contra GEMSA (Expte. N° 13.987/2025, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 25, Secretaría N° 49), reclamando la suma de US\$ 373.561,35 en concepto de capital, presuntamente derivada del incumplimiento de pagos bajo las Obligaciones Negociables Clase XXXVI, XXXVII, XV y XVI emitidas por GEMSA. En la misma fecha, GEMSA publicó un hecho relevante ante la CNV (ID#3485924). GEMSA se presentó en las actuaciones y, con fecha 26 de febrero de 2026, contestó en tiempo y forma solicitando el rechazo del pedido de quiebra, sobre la base de que (i) el crédito invocado no ha sido debidamente acreditado y (ii) el cálculo del monto reclamado por el peticionante es incorrecto.

Con fecha 21 de abril de 2026, Luciano Fraire manifestó su adhesión, por la totalidad de su tenencia, a la oferta de canje de obligaciones negociables presentada por GEMSA con fecha 18 de febrero de 2026.

Ponce, Emanuel c/ Generación Mediterránea S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 26 de diciembre de 2025, Emanuel Ponce inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N° 26.096/2025, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 30, Secretaría N° 59), reclamando la suma de US\$ 12.247 en concepto de capital, presuntamente derivada del incumplimiento de pagos bajo las Obligaciones Negociables Clase XXXV. Las Co-Emisoras fueron notificadas de dicho proceso el 16 de marzo de 2026. El 17 de abril de 2026, el tribunal dictó sentencia ordenando la ejecución contra las Co-Emisoras por la suma de USD 8.247, más sus intereses. Las Co-Emisores fueron notificados de dicha sentencia en esa misma fecha. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Ponce, Emanuel c/ Generación Mediterránea S.A. s/ Ejecutivo

Con fecha 26 de diciembre de 2025, Emanuel Ponce inició un proceso ejecutivo contra GEMSA (Expte. N° 25.988/2025, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 13, Secretaría N° 25), reclamando la suma de US\$ 10.487,50 en concepto de capital, presuntamente derivada del incumplimiento de pagos bajo las Obligaciones Negociables Clase XV. GEMSA fue debidamente notificada el 9 de marzo de 2026. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Lapena, Gustavo c/ Generación Mediterránea S.A. y otro s/ Ejecutivo

El 27 de febrero de 2026, Gustavo Lapena inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N° 2.622/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 2, Secretaría N° 200), reclamando la suma de US\$ 54.043,19 en concepto de capital, presuntamente derivada del incumplimiento de pagos

bajo las Obligaciones Negociables Clase XX. Las Co-Emisoras fueron notificadas de dicho proceso el 12 de marzo de 2026. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso. En fecha 5 de mayo de 2026 las Co-Emisoras practicaron liquidación junto a la parte ejecutante.

Lapena, Ezequiel c/ Generación Mediterránea S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 27 de febrero de 2026, Ezequiel Lapena inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N.º 2621/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 12, Secretaría N.º 120), reclamando la suma de USD 26.539 en concepto de capital, supuestamente derivada del incumplimiento en el pago de las Obligaciones Negociables Clase XX. Con fecha 4 de abril de 2026, las Co-Emisoras practicaron liquidación junto con la parte ejecutante. Con fecha 28 de abril de 2026, el tribunal dictó sentencia ordenando llevar adelante la ejecución contra las Co-Emisoras por la suma de US\$ 26.539, más sus intereses. Las Co-Emisoras fueron notificadas de dicha sentencia en la misma fecha. En fecha 4 de mayo de 2026 las Co-Emisoras practicaron liquidación junto a la parte ejecutante.

Bezzato, Franco Sebastián c/ Central Térmica Roca S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 3 de marzo de 2026, Franco Sebastián Bezzato inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N.º 2.886/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 9, Secretaría N.º 18), reclamando la suma de US\$ 74.617,60 en concepto de capital, presuntamente derivada del incumplimiento de pagos bajo las Obligaciones Negociables Clases XXXVI y XV. Las Co-Emisoras fueron notificadas de dicho proceso el 1 de abril de 2026. Con fecha 17 de abril de 2026, el tribunal dictó sentencia ordenando la ejecución contra las Co-Emisoras únicamente por los intereses devengados e impagos, en tanto las Obligaciones Negociables no han sido aceleradas ni han vencido en su totalidad. Las Co-Emisoras fueron notificadas de dicha sentencia el 18 de abril de 2026. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

NFP Group S.A. c/ Generación Mediterránea S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 3 de marzo de 2026, NFP Group S.A. inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N.º 2.914/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 31, Secretaría N.º 62), reclamando la suma de US\$ 268.884 en concepto de capital, presuntamente derivada del incumplimiento de pagos bajo las Obligaciones Negociables Clases X y XXIV. Las Co-Emisoras fueron notificadas de dicho proceso el 1 de abril de 2026. A la fecha del presente, no se tiene conocimiento acerca de si se ha dictado sentencia en dicho proceso, en virtud de que el expediente se encuentra actualmente con acceso restringido. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Lentini, Gastón Ariel c/ Central Térmica Roca S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 27 de marzo de 2026, Gastón Ariel Lentini inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N.º 6295/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 12, Secretaría N.º 120), reclamando la suma de US\$ 210.960 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clase X. El 14 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente y contestaron el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Dubniewski, Walter Uriel c/ Generación Mediterránea S.A. s/ Ejecutivo

Con fecha 2 de marzo de 2026, Walter Uriel Dubniewski inició un proceso ejecutivo contra GEMSA (Expte. N.º 2711/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 13, Secretaría N.º 26), reclamando la suma de US\$ 142.961,90 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clases XV y XVI. El 15 de abril de 2026, GEMSA se presentó en el expediente

y contestó el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Monferini, Mariano c/ Generación Mediterránea S.A. s/ Ejecutivo

Con fecha 18 de marzo de 2026, Mariano Monferini inició un proceso ejecutivo contra GEMSA (Expte. N°4783/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N°9, Secretaría N°17), reclamando la suma de US\$ 64.811,18 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clases XVI y XVII. El 10 de abril de 2026, GEMSA se presentó en el expediente y contestó el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. Con fecha 23 de abril de 2026, el tribunal dictó sentencia ordenando la ejecución contra GEMSA por la suma de USD 64.818,18, más sus intereses. GEMSA fue debidamente notificada en esa misma fecha. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Arizmendi, Guillermo Martín y otro c/ Generación Mediterránea S.A. s/ Ejecutivo

Con fecha 9 de marzo de 2026, Guillermo Martín Arizmendi inició un proceso ejecutivo contra GEMSA (Expte. N°3540/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N°7, Secretaría N°14), reclamando la suma de US\$ 57.298,94 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clases X y XVI. El 10 de abril de 2026, GEMSA se presentó en el expediente y contestó el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Arizmendi, Guillermo Martín y otro c/ Central Térmica Roca S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 9 de marzo de 2026, Guillermo Martín Arizmendi inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N° 3531/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 7, Secretaría N° 14), reclamando la suma de US\$ 45.801,92 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clases XV, XXIV, XXVI y XXXVI. El 14 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente y contestaron el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Iribarren, Miguel Ángel c/ Central Térmica Roca S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 2 de marzo de 2026, Miguel Ángel Iribarren inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N° 2865/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 2, Secretaría N° 200), reclamando la suma de US\$ 25.788,49 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clases XXIII, XXXVI, XXXVII y XL. El 10 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente y contestaron el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Tajtelbaum, Claudio Ariel c/ Central Térmica Roca S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 4 de marzo de 2026, Claudio Ariel Tajtelbaum inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N° 3007/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N°20, Secretaría N°39), reclamando la suma de US\$ 25.747,13 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clase XV. El 13 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente y contestaron el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del

presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Sáenz, Mariano c/ Generación Mediterránea S.A. s/ Ejecutivo

Con fecha 4 de marzo de 2026, Mariano Sáenz inició proceso contra GEMSA (Expte.Nº4325/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial Nº10, Secretaría Nº19), reclamando la suma de US\$ 17.005,59 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clases XVI y XVII. El 13 de abril de 2026, GEMSA se presentó en el expediente y contestó el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Ramb, Jorge Hugo c/ Central Térmica Roca S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 4 de marzo de 2026, Jorge Hugo Ramb inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. Nº 3483/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial Nº 27, Secretaría Nº 53), reclamando la suma de US\$ 11.386,74 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clase XXXV y XXXIX. El 10 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente y contestaron el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Abramovich, Julián Martín c/ Generación Mediterránea S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con 27 de marzo de 2026, Julián Martín Abramovich inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. Nº 6036/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial Nº 30, Secretaría Nº 59), reclamando la suma de US\$ 10.000 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clase XXXV. El 1 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente y contestaron el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

Torrilla, Gustavo c/ Central Térmica Roca S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 16 de marzo de 2026, Gustavo Torrilla inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. Nº 4305/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial Nº 17, Secretaría Nº 34), reclamando la suma de US\$ 5.631,42 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clase XXXVI. El 15 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente y contestaron el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Díaz Picat, Exequiel c/ Central Térmica Roca S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 17 de marzo de 2026, Exequiel Díaz Picat inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. Nº4643/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial Nº26, Secretaría Nº51), reclamando la suma de US\$ 3.090,51 en concepto de capital, presuntamente originada en el incumplimiento de pago de las Obligaciones Negociables Clase XXXVI. El 13 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el

expediente y contestaron el traslado de la demanda, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Monferini Juan c/ Generación Mediterránea S.A. s/ Ejecutivo.

Con fecha 17 de marzo de 2026, Juan Monferini inició un ejecutivo contra GEMSA (Expte.Nº5499/2026, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial Nº23, Secretaría Nº46), reclamando la suma de US\$ 4.270 en concepto de capital, presuntamente derivada del incumplimiento de pagos bajo las Obligaciones Negociables Clase XVI. Con fecha 16 de abril de 2026, GEMSA se presentó en el expediente, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. Con fecha 30 de abril de 2026, el tribunal dictó sentencia ordenando la ejecución contra GEMSA por la suma de US\$ 4.270, con más sus intereses. GEMSA fue debidamente notificada en esa misma fecha. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios. Con fecha 30 de abril de 2026 se dictó sentencia de trance y remate, rechazando la excepción opuesta por la Compañía, quien fue notificada de dicha resolución en fecha 30 de abril de 2026.

Coati Digital S.A. c/ Generación Mediterránea S.A. s/ Ejecutivo

El 25 de marzo de 2026, Coati Digital S.A. inició un proceso ejecutivo contra GEMSA (Expte. N.º 4764/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 21, Secretaría N.º 41), reclamando la suma de US\$ 8.865 en concepto de capital, supuestamente derivada del incumplimiento en el pago de las Obligaciones Negociables Clase XVI. El 20 de abril de 2026, GEMSA se presentó en el expediente oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Pazos Patricia Beatriz c/ Central Térmica Roca S.A. y otro s/ Ejecutivo

El 10 de abril de 2026, Patricia Beatriz Pazos inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N.º 7477/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 12, Secretaría N.º 120), reclamando la suma de US\$ 9.385 en concepto de capital, supuestamente derivada del incumplimiento en el pago de las Obligaciones Negociables Clase XXVI. El 21 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Roldán Martín c/ Generación Mediterránea S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 3 de marzo de 2026, Martín Roldán inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N.º 2942/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 22, Secretaría N.º 44), reclamando US\$ 55.098 en concepto de capital, supuestamente derivada del incumplimiento en el pago de las Obligaciones Negociables Clases XXVI, XVI y XXXVI. Con fecha 24 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Blanco Adrián Esteban c/ Generación Mediterránea S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 10 de marzo de 2026, Adrián Esteban Blanco inició un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N.º 3720/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 22, Secretaría N.º 44), reclamando US\$ 21.822,81 en concepto de capital, supuestamente derivada del incumplimiento en el pago de las Obligaciones Negociables Clase XXXVI. Con fecha 24 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el

expediente, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha del presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Sáenz, Mariano c/ Generación Mediterránea S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 7 de marzo de 2026, Mariano Sáenz inició proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N.º 4238/2026, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 23, Secretaría N.º 45), reclamando la suma de US\$ 38.000 en concepto de capital, supuestamente derivada del incumplimiento en el pago de las Obligaciones Negociables Clases XXXVI y XXXVII. Con fecha 27 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente, oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha de la presente, no se ha dictado sentencia en dicho proceso.

Vázquez, María Fernanda c/ Central Térmica Roca S.A. y otro s/ Ejecutivo

Con fecha 9 de abril de 2026, María Fernanda Vázquez inicio un proceso ejecutivo contra las Co-Emisoras (Expte. N.º 6300/2026, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N.º 24, Secretaría N.º 240), reclamando la suma de USD 11.092 en concepto de capital, supuestamente derivada del incumplimiento en el pago de las Obligaciones Negociables Clase XXXV. Con fecha 29 de abril de 2026, las Co-Emisoras se presentaron en el expediente oponiendo la excepción de inhabilidad de título. A la fecha de la presente, no se ha dictado sentencia en dichas actuaciones.

Avalían y Bienestar Cooperativa Limitada C/ Generación Mediterránea S.A.s/ Ejecutivo”

Con fecha 11 de marzo de 2026 Avalían y Bienestar Cooperativa Limitada promovió demanda ejecutiva contra GEMSA (Expte. N.º 3966/2026) en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial (N.º. 24, Secretaría N.º48) reclamando el pago de la suma de USD 515.500, en concepto de capital, con más los intereses correspondientes, derivados del presunto incumplimiento en el pago de Obligaciones Negociables Clase X. La Compañía compareció el 6 de mayo de 2026 y opuso excepción de inhabilidad de título, solicitando el rechazo de la ejecución promovida. A la fecha de la presente, no se ha dictado sentencia en dichas actuaciones.

2. Procedimiento de Unipar

A la fecha del presente Aviso Complementario N.º1, GEMSA se encuentra involucrada en una controversia relacionada con su participación accionaria minoritaria en Solalban, incluyendo procedimientos iniciados por Unipar Indupa respecto de la valuación y el precio de adquisición de ciertas acciones, según se describe a continuación. Véase “Factores de Riesgo — Riesgos Relacionados con las Co-Emisoras — Existe incertidumbre respecto de nuestra participación accionaria minoritaria en Solalban” del Suplemento.

Unipar Indupa S.A.I.C. c/ Generación Mediterránea S.A. s/ incumplimiento contractual

Con fecha 25 de marzo de 2026, Unipar Indupa notificó a GEMSA el inicio de una acción judicial en su contra promovida ante el tribunal arbitral de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (expediente N.º 1559/25 caratulado “Unipar Indupa S.A.I.C. c/ Generación Mediterránea S.A. s/ incumplimiento contractual”), en la cual Unipar Indupa formula diversos reclamos a fin de completar la valuación y la determinación del precio de compra de las acciones Clase B emitidas por Solalban de titularidad de GEMSA. A GEMSA se le ha otorgado un plazo de 25 días hábiles (el

cual comenzó a correr el 6 de abril de 2026) para contestar dicha acción y GEMSA se encuentra analizando los posibles cursos de acción en relación con la mencionada notificación, a efectos de procurar preservar el valor de esta inversión.

En consecuencia, no es posible asegurar si efectivamente se perfeccionará la compra de nuestra participación, el plazo en que tal operación podría consumarse ni el precio de compra que podría recibir GEMSA

Expansión de capacidad

Las Co-Emisoras constantemente desarrollan nuevos proyectos con el objeto de satisfacer las necesidades del sistema y generar nuevas oportunidades de negocios con un equipo con experiencia en el análisis, desarrollo, ejecución, operación y mantenimiento de los proyectos termoeléctricos.

De 2016 a 2018, completamos la instalación de 630 MW de capacidad de generación adicional en nuestras plantas de energía Maranzana, Riojana, Independencia, Ezeiza, Roca y Timbúes.

Durante 2023 y 2024, completamos la instalación de 508 MW de capacidad de generación adicional en nuestras plantas de energía Ezeiza, Maranzana y Arroyo Seco y la nueva operación en Perú.

Ampliación de Central Térmica Ezeiza

La Central Térmica Ezeiza es una central termoeléctrica de combustible dual, ubicada en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, con una capacidad instalada de 304 MW. GEMSA comenzó la construcción de la planta en 2016 en un terreno de 8 hectáreas en Ezeiza. Tras una inversión de capital de aproximadamente USD140 millones, la planta inició las operaciones comerciales en septiembre de 2017 con 100 MW de capacidad de generación, añadiendo 50 MW de capacidad en febrero de 2018.

En octubre de 2017, se nos adjudicó un CCEE con CAMMESA por hasta 138 MW de capacidad adicional en nuestra Central Térmica Ezeiza en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, que se suscribió en diciembre de 2017 y se modificó en mayo de 2021 para el establecimiento de una nueva fecha de habilitación comercial. Central Térmica Ezeiza involucró la compra de un predio de ocho hectáreas en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, y la construcción de una central termoeléctrica de combustible dual, que fue finalizada en 2017, con una capacidad instalada de 150 MW.

En julio de 2021, obtuvimos financiamiento para la construcción del proyecto mediante la emisión de obligaciones negociables en Argentina por un valor total de US\$ 135.3 millones, con recurso limitado a un paquete de garantías.

Ampliamos la capacidad de generación de la central en 154 MW adicionales mediante la instalación de una turbina adicional Siemens SGT-800 de combustible dual de 54 MW, cuatro calderas de recuperación VOGT Power International, dos turbinas de vapor de 50 MW Siemens SST-600, tres transformadores de potencia de 75MVA 11kV-132kV TTE, una torre de refrigeración híbrida de 9 módulos ESINDUS y equipos accesorios, y mediante la transformación de la central en una unidad de ciclo combinado.

La capacidad adicional se hizo operativa comercialmente en abril de 2024, y el vencimiento del contrato Resolución SEE 287/2017 está establecido para octubre de 2036. Esta ampliación llevó la capacidad instalada de la central a 304 MW de generación.

El flujo proveniente de los contratos relacionados con el cierre de ciclo de la “Central Térmica Ezeiza” está cedida en garantía para el pago de las ONs Clase XV y XVI emitidas por GEMSA.

Ampliación de la Central Térmica Modesto Maranzana

Durante 2016, instalamos dos nuevas turbinas Siemens SGT-800 de 50 MW cada una, que pueden funcionar tanto con gas como con gasoil. En julio de 2017, ambas turbinas entraron en operación y la planta alcanzó una capacidad total de generación de 350 MW.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada por 113 MW de capacidad comprometida para la Central Térmica M. Maranzana. Para cumplir con ese compromiso se planeó expandir la capacidad instalada de la central en 121 MW. La ampliación consistió en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW nominales de ciclo abierto de idénticas características a las dos turbinas instaladas durante 2017 y el cierre de ciclo de las tres turbinas mencionadas.

En mayo de 2022, obtuvimos la financiación para la construcción de la obra mediante la emisión de obligaciones negociables en Argentina por un valor total de USD125 millones, con recurso limitado a un paquete de garantía.

En junio de 2024, entró en operación la tercera turbina SGT-800 de 54 MW y en diciembre de 2024 la turbina de vapor SST-600 de 67 MW que cerró el ciclo de las tres turbinas mencionadas previamente y que llevó a la planta a alcanzar una capacidad total de generación de 471 MW. El vencimiento del contrato Resolución SEE 287/2017 está establecido para octubre de 2036.

El flujo proveniente de los contratos relacionados con el cierre de ciclo de la “Central Térmica M. Maranzana” está cedida en garantía para el pago de las ONs Clase XVII, XVIII y XIX emitidas por GEMSA.

Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco

En octubre de 2017, se adjudicó a GECE un CCEE con CAMMESA por hasta 100 MW de capacidad adicional en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 para la construcción de una central de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe, que se suscribió el 28 de noviembre de 2017. El CCEE fue luego transferido a GEMSA, y posteriormente transferido por GEMSA a su subsidiaria, Generación Litoral S.A. (GLSA).

El ciclo de cogeneración incluye (i) el uso del gas originalmente consumido por el tomador de vapor para generar energía, y (ii) la producción de vapor como un subproducto a través de la inyección de los gases de escape a una caldera. El ciclo de cogeneración es la configuración termoeléctrica más eficiente, en términos de reducción de costos y emisiones de carbono.

Entre marzo 2023 y octubre de 2024, GLSA obtuvo la financiación necesaria para la construcción de 133 MW de capacidad instalada mediante la emisión de obligaciones negociables en Argentina por un valor total de USD 154,8 millones, garantizado con un paquete de garantías sobre equipos y ciertos contratos. El 16 de septiembre de 2024, el proyecto de ciclo simple de la Central Térmica Arroyo Seco fue autorizado para operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista por hasta 54 MW de capacidad de potencia bajo la Resolución SEE N° 287/2017. El 30 de septiembre de 2024, se autorizó una capacidad adicional de 54 MW bajo la misma resolución para la operación comercial, completando así los 108 MW de capacidad instalada del proyecto de ciclo simple. Finalmente, durante julio de 2025 entró en operación el ciclo de cogeneración, que aportó 25 MW de capacidad adicional mediante una turbina de vapor Siemens de 25 MW y dos calderas VOGT de 60 Tn/h, completando así un total de 133 MW de capacidad instalada. El vencimiento del contrato Resolución SEE 287/2017 está establecido para mayo de 2036.

La cobranza de CAMMESA proveniente de “Central Térmica Arroyo Seco” fue cedida en garantía de pago de las Ons Clase I, III y IV emitidas por GLSA.

Adjudicación del Proyecto de Modernización Refinería Talara

Con fecha 12 de enero de 2022, GEMSA ha resultado adjudicada en el marco del proceso de selección por adjudicación abreviada del “Proyecto de Modernización Refinería Talara - Proceso de Contratación del Servicio de

Gestión Operativa de las Unidades Auxiliares de la Refinería Talara (Paquete 4)”, convocado por Petróleos del Perú S.A.

El objeto de la licitación ha sido contratar una persona jurídica especializada para que asuma la gestión operativa del Paquete 4 de las Unidades Auxiliares de la Nueva Refinería de Talara, localizada en la Ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El Paquete 4 se encuentra conformado por los siguientes componentes:

- Unidades de Cogeneración eléctrica (GE), 100MW.
- Unidad de Distribución de Agua para Calderas (SGV).
- Unidad de Tratamiento de Condensados (RCO).
- Estaciones Eléctricas (GE2, GE1).

En este marco, GEMSA, GROSA y CBEI LLC constituyeron el 14 de enero del 2022 una sociedad anónima cerrada en el Perú denominada GM Operaciones S.A.C., como una sociedad de propósito específico a fin de suscribir los contratos adjudicados y desarrollar el proyecto. Así, GMOP, con fecha 14 de noviembre de 2022 suscribió -junto con Petróleos del Perú – Petroperú S.A.-, dos contratos complementarios a fin de operar y mantener la Central de Cogeneración identificada como Paquete 4:

- Por un lado, un contrato de usufructo a través del que se le otorga a GMOP (i) el derecho real de usufructo sobre el área que abarca la Central de Cogeneración, y (ii) se regulan las obligaciones de operación y mantenimiento a cargo de GMOP sobre los activos que conforman el Paquete 4; y
- Por el otro, un contrato de suministro de electricidad, vapor y agua para calderas para abastecer la Refinería Talara y la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1, con una duración de 20 años contados a partir de la “etapa operativa”.

El 19 de abril de 2024, en el marco de los contratos de suministro firmados el 14 de noviembre de 2022, GM Operaciones S.A.C. inició la fase operativa y comenzó a cobrar el monto total contratado mensualmente por 20 años.

Sector eléctrico argentino

Desde la crisis económica argentina de 2001 y 2002, el sector eléctrico argentino se ha caracterizado por regulaciones y políticas de gobierno que han generado importantes disrupciones del mercado, en particular, con respecto a los precios y tarifas a lo largo de toda la cadena de valor del sector, incluyendo la generación, el transporte y la distribución. Estas disrupciones han generado una brecha significativa entre la oferta y la demanda de electricidad en Argentina, especialmente desde el 2012, que ha generado apagones voluntarios y forzados en tiempos de picos de consumo estacional.

La gestión anterior, en el poder entre diciembre de 2015 y diciembre de 2019, comenzó a implementar medidas destinadas a acortar la brecha entre la oferta y la demanda de electricidad, y entre su precio y los costos asociados. El gobierno apuntó a reformar el sistema tarifario y el marco regulatorio del sector eléctrico y declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, con efectos hasta el 31 de diciembre de 2017, para permitir que el gobierno federal garantice el suministro de electricidad.

La gestión anterior incrementó sustancialmente las tarifas de electricidad y llamó a varias licitaciones públicas para la instalación de nueva capacidad de generación y otorgó incentivos mediante el ofrecimiento a los generadores de tarifas denominadas en Dólares Estadounidenses vinculadas a los costos de generación por la capacidad de generación nueva disponible para satisfacer la demanda de electricidad. Asimismo, la gestión anterior incentivó la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. Como resultado de estas medidas, entre 2016 y 2019 se adjudicaron 3.138 MW en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, 1.810 MW en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 y 4.446,5 MW en virtud de los programas de energía renovable RenovAr.

Entre 2015 y 2019 se produjo una reducción significativa de los subsidios nacionales a la demanda de energía, disminuyendo la cobertura del costo por parte del gobierno de aproximadamente 85% en 2015 a aproximadamente 37% en 2019 como consecuencia de los incrementos de las tarifas de electricidad, una mejora en la eficiencia de generación, un aumento del volumen de gas natural disponible para el sector de generación de energía y una reducción significativa de los precios del gas natural producto de la mayor oferta. Los nuevos esquemas tarifarios generaron aproximadamente un aumento del 70% de las tarifas de electricidad.

A partir de abril de 2019, a causa de condiciones macroeconómicas adversas en Argentina, el gobierno argentino puso un freno a nuevos aumentos de los precios y tarifas en el sector eléctrico. Dadas las dificultades de obtener financiación para completar las inversiones en construcción y ampliación, el gobierno autorizó a los generadores el aplazamiento de la fecha de habilitación comercial prevista de sus proyectos.

En diciembre de 2019, asumió la actual gestión y comenzó el proceso de revisión de precios y tarifas, en virtud de la Ley N° 27.541. El gobierno designó asimismo a CAMMESA como el único comprador y proveedor autorizado de combustible en el mercado eléctrico a fin de reducir los costos asociados con la adquisición de gas natural, de conformidad con la Resolución SEE 12/2019, e introdujo ciertos cambios en el esquema remunerativo en el marco regulatorio del programa Energía Base, de acuerdo con la Resolución SEE 31/2020. Para más información acerca de los cambios en el esquema remunerativo del programa Energía Base, ver *“Información de las Co-Emisoras—Nuestros Clientes”* de la presente Adenda.

Sin embargo, como resultado de la pandemia del COVID-19 y su efecto adverso sobre las condiciones macroeconómicas en Argentina, el gobierno decidió aplazar los ajustes tarifarios. Los subsidios nacionales a la demanda de energía se incrementaron en 2020, pasando de cubrir aproximadamente el 37% del costo en 2019 a aproximadamente el 48% el 2020. El actual gobierno instruyó asimismo a CAMMESA para que suspenda las ejecuciones por el incumplimiento por parte de los generadores de los plazos de sus proyectos de construcción y ampliación. Estas suspensiones estuvieron vigentes hasta el 31 de diciembre de 2020.

Durante el 2021, el gobierno suspendió nuevamente la ejecución por incumplimiento de los plazos de proyectos de construcción y ampliación para los generadores adversamente afectados por las restricciones cambiarias implementadas por el Banco Central. El gobierno autorizó asimismo un incremento del 9% en los precios de la electricidad para los usuarios residenciales, de acuerdo con las Resoluciones SE 106/2021 y 107/2021.

En diciembre de 2023, Javier Milei asumió como presidente de Argentina. La nueva administración declaró una emergencia nacional en el sector energético mediante el Decreto N° 55/2023, que abarca la transmisión y distribución de electricidad y gas natural. La vigencia de dicha emergencia estaba originalmente prevista hasta el 31 de diciembre de 2024, habiéndose prorrogado mediante el Decreto N° 1023/2024 de fecha 19 de noviembre de 2024 y posteriormente mediante el Decreto N°370/2025, hasta el 9 de julio de 2026. Este decreto instruyó a la Secretaría de Energía (SE) a establecer mecanismos de precios competitivos, asegurar las inversiones necesarias y comenzar una Revisión Tarifaria Integral (RTI) para estos sectores. El 21 de diciembre de 2023, el Decreto N° 70/2023 declaró una emergencia pública más amplia, estableciendo reformas económicas y facultando a la SE para rediseñar la estructura de subsidios para el consumo esencial de electricidad y gas en función de los ingresos de los hogares. Posteriormente, la Resolución SE N° 8/2024 convocó a una Audiencia Pública el 29 de febrero de 2024 para abordar la redeterminación de los subsidios, su impacto en los precios de la energía y los ajustes al Programa Hogar Gas.

De esta forma, la administración actual del Poder Ejecutivo Nacional está llevando adelante un proceso de desregulación en la materia, que tiene como novedad saliente reciente la publicación de la Resolución 400/2025 de la SE – para más información véase *“Normas con influencia en generadores eléctricos”* en esta sección, en particular el apartado *“Resolución 400/2025”*.

Fortalezas competitivas

Experiencia comprobada en el desarrollo y la operación de proyectos de generación de energía.

Contamos con una amplia trayectoria en la industria eléctrica en Argentina y su regulación, en la cual hemos operado por más de dieciocho años. Con 1.858 MW de capacidad de generación, operamos diez plantas generadoras termoeléctricas ubicadas en diversas provincias del país. Nuestra gerencia experimentada y nuestros equipos técnicos nos han permitido transitar exitosamente diferentes condiciones macroeconómicas y políticas. Nuestra capacidad de generación se incrementó a una tasa de crecimiento anual compuesto ("TCAC") del 19,98% entre 2007 y 2025.

La resiliencia operativa resultó particularmente evidente durante 2025. Tras el incumplimiento del 5 de mayo de 2025 respecto de las Obligaciones Negociables Internacionales con vencimiento en 2031, el parque de generación mantuvo un nivel promedio de disponibilidad de aproximadamente 92% durante el año. Todas las inspecciones preventivas relevantes fueron completadas conforme a lo programado, incluyendo inspecciones de Siemens en Timbúes y Tucumán, de GE en la Central Térmica Roca y de Mitsubishi en la Central Térmica Frías, sin registrarse interrupciones no programadas de carácter material.

Asimismo, GEMSA demostró una sólida capacidad de recuperación operativa, restableciendo la Central Térmica Spegazzini en menos de un mes tras el incendio general ocurrido en diciembre de 2025, y reparando y reinstalando la unidad de generación en la Central Térmica Frías, lo que permitió extender el contrato de abastecimiento de energía (PPA) correspondiente por un período adicional de seis meses.

Las Co-Emisoras cuentan con una trayectoria comprobada en la ejecución en tiempo y forma de proyectos de expansión de gran escala, incluyendo la conversión a ciclo combinado en Ezeiza, que incrementó la capacidad de 150 MW a 304 MW en abril de 2024, y la exitosa fecha de operación comercial de Arroyo Seco el 7 de julio de 2025.

Flujos de efectivo predecibles y estables procedentes de CCEE de largo plazo, la mayoría pactados en Dólares Estadounidenses.

El perfil de ingresos de GEMSA se encuentra en gran medida aislado de la volatilidad de la moneda local. Durante los periodos 2021–2023 y los primeros nueve meses de 2024, entre el 90% y el 94% del EBITDA Ajustado se generó bajo contratos denominados en dólares estadounidenses con CAMMESA y offtakers privados. Estos contratos de compraventa de energía (PPA) de largo plazo brindan flujos de fondos estables y previsibles y reducen significativamente la exposición al riesgo de despacho en el mercado spot.

En julio de 2025 se alcanzó la fecha de operación comercial de Arroyo Seco, lo que fortaleció aún más la visibilidad de ingresos en moneda dura a través de un nuevo contrato PPA take-or-pay bajo la Resolución N° 287/17 y un contrato de largo plazo de vapor y energía con Louis Dreyfus Company. Las ventas bajo el régimen Energía Plus desde Timbúes y Arroyo Seco se encuentran totalmente indexadas al dólar estadounidense, mientras que los pagos por capacidad bajo el régimen de Energía Base de CAMMESA se ajustan trimestralmente en dólares estadounidenses. En conjunto, estos acuerdos proporcionan una plataforma estable para sostener las operaciones y el servicio de la deuda con posterioridad a la reestructuración contemplada.

Desempeño confiable basado en tecnologías probadas y una relación sólida y de largo plazo con los proveedores.

Nuestras turbinas de combustible dual nos permiten generar electricidad utilizando gas natural o bien gasoil. Asimismo, en las plantas generadoras que operamos hemos instalado turbinas con una capacidad de generación inferior a los 60 MW, lo que nos otorga flexibilidad a la hora de realizar interrupciones de mantenimiento programadas y no programadas sin comprometer la disponibilidad de una mayor porción de nuestra capacidad de generación. Además, una parte de nuestra capacidad está integrada por turbinas modulares, lo cual nos brinda una flexibilidad

operativa que permite que la turbina continúe operando a niveles normales incluso en el caso de que sea necesario reparar o reemplazar uno de los módulos. Estas características, sumadas a nuestras relaciones contractuales de larga data con nuestros proveedores de turbinas, nos otorgan una considerable flexibilidad operativa. Seleccionamos cuidadosamente a los proveedores de turbinas y equipos mediante un detallado proceso de evaluación, que se centra en su trayectoria comercial y nuestras relaciones anteriores. Consideramos a nuestros proveedores como socios en nuestro negocio y procuramos desarrollar y mantener con ellos relaciones sostenidas en el tiempo. Por ejemplo, hemos estructurado mecanismos de financiación con PW Power Systems Inc. (“PW Power”) y Siemens Industrial Turbomachinery AB (“Siemens”) para GEMSA, lo que facilitó el desarrollo de nuestros proyectos.

Asimismo, con respecto a nuestras plantas generadoras en funcionamiento, hemos celebrado contratos de largo plazo con General Electric International, Inc., PW Power y con Siemens, según la tecnología instalada, para la provisión de asistencia técnica y la disponibilidad permanente de los componentes y repuestos para el adecuado funcionamiento y mantenimiento de las turbinas, lo que permitiría contar con niveles mínimos de indisponibilidad de generación eléctrica y nos permitiría predecir más fácilmente los costos de mantenimiento y las inversiones en activos fijos.

En nuestras plantas, también conservamos stock de repuestos, lo cual contribuye a mitigar los riesgos operativos al permitir reducir los tiempos de mantenimiento y reparación, facilitando una operación más estable de las plantas. Como consecuencia, nuestro factor de disponibilidad promedio ponderado por MW fue del 95% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, 95% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 93% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Durante 2025, las Co-Emisoras celebraron acuerdos estratégicos con proveedores que abarcaron aproximadamente US\$55 millones de cuentas a pagar. Dichos acuerdos permitieron extender los plazos de pago, al tiempo que aseguraron la entrega en término de componentes críticos de largo plazo de provisión, incluyendo repuestos de GE adquiridos anticipadamente para la revisión mayor programada para 2027 en la Central Térmica Roca. Asimismo, las turbinas arrendadas a Mitsubishi, cuya instalación en Tucumán se prevé para enero de 2026, aportarán capacidad adicional de respaldo para el cumplimiento del contrato con EDET.

Diversificación geográfica y ubicación estratégica que brindan ventajas para la incorporación de capacidad de generación adicional.

Nuestras centrales se encuentran emplazadas estratégicamente en ubicaciones con acceso a fuentes de suministro de combustible y a la red eléctrica, lo cual reduce el tiempo necesario para la finalización de los proyectos y el presupuesto de inversión. La ubicación estratégica de nuestras plantas generadoras también mitiga nuestro riesgo operativo a la hora de despachar nuestra electricidad en el SADI debido al acceso a la red en diferentes puntos de conexión. Además, nuestra considerable cantidad de plantas y su ubicación estratégica facilitan la expansión de nuestra capacidad instalada, ya sea añadiendo nueva capacidad o convirtiendo la capacidad existente en ciclo combinado, principalmente debido a su ubicación diversificada y el hecho de que no se encuentran rodeadas por áreas urbanas densamente pobladas.

Gobierno corporativo fortalecido y estructura de costos más eficiente.

En 2025, los Emisores implementaron un programa integral de reducción de costos que eliminó estructuras redundantes, optimizó la dotación de personal y generó aproximadamente US\$7 millones de ahorros anuales. Ello fue complementado con la renovación del equipo ejecutivo y la recomposición integral del Directorio, incluyendo la designación de un Director Independiente, lo que fortaleció los mecanismos de supervisión, transparencia y alineación con los distintos grupos de interés.

GEMSA opera con una estructura organizativa eficiente de aproximadamente 60 empleados, distribuidos entre las áreas de administración y finanzas, operaciones de energía, tecnología de la información, legales y

cumplimiento, recursos humanos, compras y auditoría interna. Esta estructura optimizada permite una toma de decisiones ágil y mantiene los costos fijos en niveles reducidos en relación con la capacidad instalada.

Plataforma operativa resiliente con opcionalidad incorporada para crecimiento adicional.

Los altos niveles de disponibilidad, modularidad e infraestructura existente permiten la incorporación eficiente de capacidad incremental. La expansión de ciclo combinado de 154 MW completada en Ezeiza en 2024 constituye un modelo replicable para mejoras similares en Modesto Maranzana y otras centrales de ciclo abierto. Asimismo, el portafolio incluye proyectos parcialmente desarrollados o con permisos bajo la Resolución N° 287/17, preservando el acceso al pipeline contractual de CAMMESA.

Las conexiones de combustible existentes, los sistemas de captación de agua y la infraestructura de transmisión reducen de manera significativa los requerimientos de inversión de capital y los riesgos de ejecución para proyectos incrementales, incluyendo potenciales desarrollos híbridos con energías renovables o soluciones de almacenamiento en baterías, a medida que evolucionen los marcos regulatorios.

Estrategia

Mantener la correcta operación de nuestras plantas generadoras mediante flujos de efectivos estables.

Estamos comprometidos con el mantenimiento de la operación eficiente de nuestras plantas generadoras a fin de producir flujos de efectivo predecibles y estables. A tal fin, celebramos contratos de mantenimiento de largo plazo con nuestros proveedores para alcanzar altos niveles de disponibilidad, que a su vez garantiza el pago de la capacidad comprometida por nuestros clientes. Asimismo, tenemos un seguro de lucro cesante para ciertas situaciones extraordinarias en las que las plantas no están disponibles por períodos de tiempo prolongados.

Consolidar nuestra participación de mercado en el sector eléctrico argentino y mejorar la eficiencia de nuestras plantas a través de la ampliación de nuestra capacidad instalada.

Consideramos que Argentina necesitará ampliar su capacidad de generación de electricidad en los próximos años para dar respuesta a la posible escasez en el abastecimiento de energía y sostener el crecimiento macroeconómico, y consideramos que estamos posicionados para ser parte de dicho proceso. Nos hemos enfocado en proyectos que consideramos ofrecen potencial de crecimiento, soluciones para el sistema eléctrico argentino en términos de capacidad y eficiencia, y un marco regulatorio adecuado. Hemos convertido los ciclos abiertos de las plantas existentes en ciclos combinados, tal como lo hemos realizado en Central Térmica Roca. Asimismo, en abril de 2024, completamos la expansión y conversión a ciclo combinado de nuestra planta Central Térmica Ezeiza, ampliando su capacidad de 150MW a 304 MW y, en diciembre 2024, de la planta Modesto Maranzana, ampliando su capacidad de 350MW a 471 MW. Además, Arroyo Seco comenzó sus operaciones en septiembre de 2024 para el ciclo abierto (108 MW), y el ciclo de cogeneración comenzó a operar durante julio 2025, adicionando 25 MW de capacidad y completando los 133 MW actuales.

Preservar la liquidez y optimizar el capital de trabajo mediante una gestión disciplinada del efectivo y acuerdos de financiamiento con proveedores.

La preservación de la liquidez continúa siendo una prioridad central. GEMSA mantendrá su enfoque colaborativo con entidades financieras a fin de gestionar los vencimientos, refinanciando obligaciones únicamente en la medida en que se encuentren respaldadas por flujos de caja generados internamente. Asimismo, se extenderán acuerdos estratégicos con proveedores y, cuando resulte apropiado, podrán ser securitizados con el objeto de suavizar los egresos de caja durante los próximos 5 años, sin comprometer la calidad del mantenimiento.

La administración tiene como objetivo mantener un nivel mínimo de liquidez equivalente a tres meses de gastos operativos y servicio de deuda, financiado mediante ingresos por pagos por capacidad y fondos liberados en el

marco de la reestructuración del endeudamiento senior. Las necesidades estacionales de capital de trabajo serán atendidas mediante facilidades de financiamiento de créditos autoliquidables respaldadas por facturas emitidas a CAMMESA.

Continuar mejorando nuestro perfil de endeudamiento a fin de optimizar nuestra estructura de capital.

Una vez completada la reestructuración, las Co-Emisoras prevén reemplazar gradualmente líneas bancarias de corto plazo por instrumentos de mayor plazo en el mercado local, incluyendo obligaciones negociables o instrumentos vinculados a la sostenibilidad, con el objetivo de ampliar su base de inversores y reducir el riesgo de refinanciación. Asimismo, se evaluará el acceso a financiamiento proveniente de agencias de crédito a la exportación y organismos multilaterales o de desarrollo para proyectos de alta eficiencia o bajas emisiones, aprovechando el historial de ejecución y los estándares de cumplimiento ambiental de las Co-Emisoras. Adicionalmente, se mantendrá un programa activo de gestión de pasivos, con el objeto de recomprar o rescatar anticipadamente instrumentos vigentes con cupones elevados, en la medida en que la liquidez lo permita.

Proveer un servicio de alta calidad mientras operamos nuestras plantas de manera eficiente, segura y sostenible.

Nos esforzamos por brindar un servicio de alta calidad mientras operamos nuestras instalaciones de manera segura, eficiente y sostenible. En términos de seguridad, implementamos y seguimos los estándares de seguridad de la industria en Argentina para garantizar la seguridad de nuestros empleados, contratistas y las comunidades en las que operamos. En términos de eficiencia operativa, nos enfocamos en asegurar la disponibilidad a largo plazo, la confiabilidad y la integridad de los activos mediante mantenimiento preventivo y predictivo y monitoreo constante. En términos de sostenibilidad, buscamos ser buenos ciudadanos corporativos y desarrollar nuestro negocio de una manera que cumpla con las regulaciones legales y ambientales aplicables. Además, seguimos estrictos estándares de gobernanza corporativa y buscamos garantizar equidad, transparencia, responsabilidad y rendición de cuentas en la operación de nuestro negocio para nuestros accionistas y otros interesados.

Reseña Histórica

En 2005, se adquirió GEMSA, propietaria de la Central Térmica Modesto Maranzana, situada en Río Cuarto, provincia de Córdoba. Al momento de su adquisición, esta central contaba con una capacidad de generación instalada de 70 MW, y desde entonces la hemos ampliado a una capacidad de 471MW en cuatro etapas sucesivas en 2008 (con 120MW), 2010 (con 60MW), 2017 (con 100MW) y 2024 (con 121MW).

En 2008, constituimos Solalban con Unipar Indupa S.A.I.C., ex Solvay Indupa S.A.I.C. (“Unipar Indupa”), empresa petroquímica domiciliada en Argentina, con el objeto de planificar, construir y operar una central eléctrica de combustible dual en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Esta central inició sus operaciones en 2009 y cuenta con una capacidad de generación instalada de 120 MW. Unipar Indupa y nuestra empresa son titulares del 58% y del 42%, respectivamente, de Solalban. Con fecha 29 de octubre de 2025, GEMSA recibió una notificación de Unipar Indupa, indicando que se habría configurado un evento que habilitaría el ejercicio del derecho de compra de la totalidad de las acciones de Solalban de titularidad de GEMSA. Para mayor información véase “Factores de Riesgo — Riesgos Relacionados con las Co-Emisoras — Existe incertidumbre acerca de nuestra participación accionaria minoritaria en Solalban” del Suplemento y “Estructura de las Co-Emisoras, accionistas o socios y partes relacionadas —a) Estructura organizativa de las Co-Emisoras y su Grupo Económico” del presente y del Prospecto.

En 2009, adquirimos una central eléctrica en San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán, a través de Generación Independencia S.A., que se fusionó con GEMSA en 2016. La planta se encontraba fuera de servicio al momento de su adquisición, pero, tras una modernización sustancial, que incluyó la instalación de dos nuevas turbinas de 60 MW cada una, reinició sus operaciones en 2011. Durante el año 2017 comenzamos los trabajos para realizar una expansión adicional de 100 MW realizada en dos etapas de 50 MW cada una las cuales fueron terminadas y se encuentran operativas. Actualmente la central cuenta con 220 MW instalados y operativos.

En 2010, adquirimos una central eléctrica en Frías, provincia de Santiago del Estero, se encontraba fuera de servicio al momento de su adquisición, a través de Generación Frías S.A. (“GfSA”), la cual fue absorbida por GEMSA en 2017. Tras una modernización sustancial, que incluyó la instalación de una nueva turbina, reinició sus operaciones en 2015 funcionando actualmente con una capacidad de generación instalada de 60 MW.

Como parte de nuestra expansión en el sector de generación de energía eléctrica en Argentina, en 2011, nuestra subsidiaria GROSА suscribió un contrato de locación de largo plazo con Central Térmica Sorrento S.A. (“Sorrento S.A.”) para el gerenciamiento de la Central Térmica Sorrento, situada en Rosario, provincia de Santa Fe. Al momento de celebrarse el contrato, la central se encontraba fuera de servicio. Procedimos a repararla, y, hasta septiembre de 2022, cuando finalizó el contrato de operación, funcionó con una capacidad de generación instalada de 140 MW. El 23 de mayo de 2022, GROSА celebró un acuerdo de conciliación con Sorrento S.A., mediante el cual GROSА devolvió el inmueble donde se encuentra ubicada la planta en la fecha de la firma del acuerdo, reteniendo la gestión de la misma por un período de 60 (sesenta) días hábiles o hasta que la Secretaría de Energía otorgue el cambio de titularidad a favor de Sorrento S.A. como agente del MEM. En este sentido, se firmó un contrato de gestión para regular la operación de la planta durante el período mencionado. Finalmente, el 16 de septiembre de 2022, la Secretaría de Energía, mediante la Resolución RESOL-2022-654-APN-SE#MEC, autorizó el cambio de titularidad a favor de Sorrento S.A. como agente del MEM. Como resultado, GROSА dejó de operar la Central Térmica Sorrento.

En 2011, adquirimos a través de CTR una central eléctrica situada en General Roca, provincia de Río Negro, que se encontraba fuera de servicio desde 1997. Tras concluir las reparaciones y mejoras tecnológicas necesarias, la central inició sus operaciones en junio de 2012. En 2013 concluimos la segunda etapa del plan, que permitió que la central eléctrica funcionase tanto a base de gas como de gasoil con una capacidad de generación instalada de 130 MW. A fines de 2015 comenzamos los trabajos para convertir la instalación en una planta de ciclo combinado, un proyecto que sumó 60 MW de capacidad de generación en agosto de 2018, elevando la capacidad total de generación de la planta a 190 MW.

Desde 2012 a noviembre de 2023 operamos una central eléctrica situada en La Banda, Santiago del Estero, que funcionaba con dos turbinas y 30 MW de capacidad total de generación instalada. En marzo de 2023, esta planta fue desconectada por razones económicas.

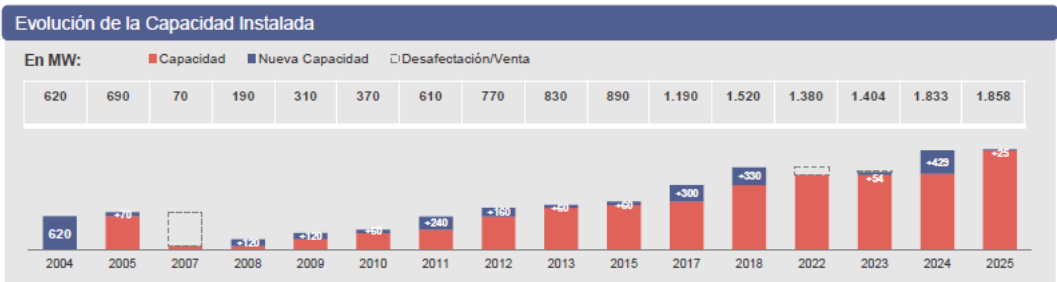
Durante el año 2016 comenzaron los trabajos para el montaje de nuestra planta de energía Central Térmica Ezeiza, el primer proyecto “*greenfield*” de las Co-Emisoras, que involucró la adquisición de un predio de 8 hectáreas en el municipio de Ezeiza y la construcción de una nueva planta de generación de 150 MW. El proyecto se dividió en dos etapas: la primera de 100 MW y la segunda etapa de 50 MW, ambas actualmente operativas. Además, el 16 de abril de 2024, el proyecto de expansión de la Central Térmica Ezeiza fue autorizado para operar comercialmente en el Mercado Eléctrico Mayorista hasta 143,39 MW (gas natural) y 134,78 MW (aceite combustible) de potencia bajo la Resolución SEE N° 287/2017.

Asimismo, durante 2016 se nos adjudicaron 170 MW en Timbúes, Provincia de Santa Fe, bajo la Resolución SEE N° 21/2016. La Central Térmica Timbúes, junto a Renova, inició su operación comercial durante el primer trimestre de 2018.

El 12 de enero de 2022, a GEMSA se le adjudicó un contrato en el marco del proceso de selección abreviada para el “Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara - Contratación del Servicio de Gestión Operativa para las Unidades Auxiliares de la Refinería de Talara (Paquete 4)”, convocado por Petroperú. El objetivo de la licitación fue contratar a una entidad legal especializada para asumir la gestión operativa del Paquete, que incluye la operación de una planta de cogeneración de 100 MW junto a la refinería, por un período de 20 años, con el fin de proporcionar energía al proceso productivo de la refinería. El 19 de abril de 2024, en el marco de los contratos de suministro firmados el 14 de noviembre de 2022, GM Operaciones S.A.C. entró en la fase operativa, comenzando a recibir pagos mensuales por un período de 20 años.

En octubre de 2017, Generación Centro S.A. (GECE) fue adjudicada un CCEE con CAMMESA por hasta 100 MW de capacidad adicional bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 para la construcción de una planta de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe, el cual se ejecutó el 28 de noviembre de 2017. El CCEE fue luego transferido a GEMSA y posteriormente transferido por GEMSA a su subsidiaria, Generación Litoral S.A. (GLSA). El 16 de septiembre de 2024, el proyecto de ciclo simple de la Central Arroyo Seco fue autorizado para operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista por hasta 54 MW de capacidad de potencia bajo la Resolución SEE N° 287/2017. El 30 de septiembre de 2024, 54 MW de capacidad de energía adicionales bajo la misma resolución fueron autorizadas para operatoria comercial completando los 108 MW de capacidad instalada del proyecto de ciclo simple. Durante julio de 2025 se concretó la puesta en funcionamiento de 25 MW de capacidad adicional, a través de una turbina de vapor Siemens de 25MW y dos calderas VOGT de 60 Tn/h, para completar un total de 133MW de capacidad instalada.

El gráfico a continuación presenta la evolución cronológica de la ampliación de nuestra capacidad de generación.



Nuestras centrales eléctricas

En la actualidad, operamos diez centrales termoeléctricas en diferentes provincias de Argentina y una planta en la región de Talara, Perú.

Central Térmica Ezeiza

La Central Térmica Ezeiza es una central termoeléctrica de combustible dual, ubicada en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, con una capacidad instalada de 304 MW. GEMSA comenzó la construcción de la planta en 2016 en un terreno de 8 hectáreas en Ezeiza. Tras una inversión de capital de aproximadamente USD140 millones, la planta inició las operaciones comerciales en septiembre de 2017 con 100 MW de capacidad de generación, añadiendo 50 MW de capacidad en febrero de 2018.

En octubre de 2017, GEMSA fue adjudicada un CCEE con CAMMESA por hasta 138 MW de capacidad adicional en la planta bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, el cual fue ejecutado por GEMSA y CAMMESA en diciembre de 2017 y modificado en mayo de 2021 para establecer una nueva fecha de operación comercial. El proyecto de expansión incluyó el aumento de la capacidad de generación de la planta en 154 MW adicionales mediante la instalación de una turbina Siemens SGT-800 de combustible dual con 54 MW, cuatro calderas de recuperación de calor VOGT Power International, dos turbinas de vapor Siemens SST-600 de 50 MW, tres transformadores de potencia TTE de 75 MVA 11kV-132kV, una torre de enfriamiento híbrida de 9 módulos de ESINDUS y equipo auxiliar relacionado, transformando la planta en una unidad de ciclo combinado.

En julio de 2021, obtuvimos financiamiento para la construcción del proyecto mediante la emisión de obligaciones negociables en Argentina por un valor total de US\$ 130 millones, con recurso limitado a un paquete de garantías. La capacidad adicional se hizo operativa comercialmente en abril de 2024. El proyecto aporta beneficios al sistema de generación de electricidad argentino, al reducir el consumo de gas, disminuir los costos promedio de generación por MW despachado y mejorar la eficiencia y la antigüedad promedio de los activos de generación.

Actualmente, la planta cuenta con tres turbinas Siemens SGT-800 de 50 MW de combustible dual, una cuarta turbina Siemens SGT-800 de combustible dual de 54 MW y dos turbinas de vapor Siemens SGT-600. En total, suman 304 MW de capacidad instalada. GEMSA vende 139,5 MW de capacidad comprometida a CAMMESA en virtud de dos CCEE adjudicados bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016 y 138 MW bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017.

La tabla a continuación presenta ciertos datos operativos relacionados con esta central generadora para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el		
	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas Totales (GW)	162,6	807,8	865,9
Factor de Disponibilidad	99%	98%	96%

Central Térmica Modesto Maranzana

La Central Térmica Modesto Maranzana es una central termoeléctrica de combustible dual, situada en Río Cuarto, provincia de Córdoba, con una capacidad instalada de 350 MW más 54 MW, que comenzaron operaciones comerciales en junio de 2024 como parte del proyecto de expansión que actualmente está en construcción. La construcción de la planta comenzó en 1993. La central entró en funcionamiento en 1995, con dos módulos de 35 MW de capacidad de generación cada uno. Cada uno de los módulos se compone de una turbina a gas (24 MW) y una turbina a vapor (11 MW) que funcionan en ciclo combinado. Las centrales eléctricas de ciclo combinado utilizan una turbina de gas y una de vapor que, combinadas, maximizan la generación de energía al generar energía eléctrica tanto con la combustión de gas como con el calor residual producido por la combustión. El calor residual de la turbina de gas se direcciona hacia una turbina de vapor cercana que lo utiliza para crear vapor, que a su vez genera energía eléctrica adicional.

En 2007, comenzamos a expandir la capacidad de generación de esta planta mediante la instalación de dos unidades Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3), cada una compuesta por dos turbinas de gas de 30 MW de capacidad de generación que funcionan en ciclo simple y transmiten su potencia mecánica a un único generador de 60 MW. Estas dos unidades entraron en pleno funcionamiento en octubre y noviembre de 2008, respectivamente, en el marco regulatorio de Energía Plus. Durante el año 2010 se instaló una tercera turbina Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3) de 60 MW que entró en operación comercial en el mes de septiembre de dicho año, alcanzando la potencia instalada de la Central en 250 MW. Durante 2016, instalamos dos nuevas turbinas Siemens SGT-800 de 50 MW cada una, que pueden funcionar tanto con gas como con gasoil. En julio de 2017, ambas turbinas entraron en operación y la planta alcanzó una capacidad total de generación de 350 MW. En junio de 2024, entró en operación la tercera turbina SGT-800 de 54 MW y en diciembre de 2024 la turbina de vapor SST-600 de 67 MW, lo que llevó a la planta a alcanzar una capacidad total de generación de 471 MW.

La capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se vende (i) a CAMMESA mediante CCEEs a largo plazo bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, (ii) a clientes privados mediante CCEEs a mediano plazo bajo el marco regulatorio de Energía Plus, (iii) a CAMMESA mediante arreglos bajo el marco regulatorio de Energía Base por la electricidad generada por nuestra turbina antigua de 70 MW y por una turbina de 50 MW que estaba previamente comprometida bajo un CCEE de la Resolución SE 220/2007, la cual quedó sin vigencia en septiembre de 2020, y (vi) a CAMMESA mediante CCEEs a largo plazo bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 287/2017. Para una descripción de los tres marcos regulatorios, véase “*Información de las Co-Emisoras—Nuestros clientes*”. La energía eléctrica que comercializamos en relación con los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007 y Energía Plus se genera con la capacidad de generación de 230 MW añadida desde 2008.

La central se conecta al SADI mediante dos líneas de alta tensión de 132 kV, lo que nos permite vender energía eléctrica a clientes situados en cualquier lugar del país.

La siguiente tabla presenta ciertos datos operativos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el		
	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas Totales (GW)	932,3	861,1	675,9
Factor de Disponibilidad	98%	96%	95%

Central Térmica Roca

Esta es una central termoeléctrica de ciclo combinado y combustible dual, situada en General Roca, provincia de Río Negro, y cuenta con una capacidad de generación instalada de 190 MW. Construida en 1995 con una capacidad de generación original de 130 MW, fue retirada de servicio en 2009 debido a la falla de una turbina. Nosotros la adquirimos en 2011 con el propósito de repararla y ponerla nuevamente en servicio. Durante 2012 se concluyó la primera etapa de reparación y reacondicionamiento por una capacidad instalada de hasta 130MW, siendo autorizada para operación comercial en junio de 2012. En 2013 se concluyó la segunda etapa del plan de trabajo, que consistió en una revisión general y modificación de las instalaciones y la infraestructura, de forma tal de finalizar su conversión a combustible dual y así permitir la utilización de gasoil como combustible alternativo. El total invertido desde 2011 a 2013 en esta central fue de USD 64 millones.

En 2016, comenzamos la instalación de 60 MW adicionales de capacidad de generación a la central mediante la instalación de una turbina de vapor, que la convirtió en una central de ciclo combinado. Las obras de construcción para la conversión a ciclo combinado fueron realizadas en su mayoría por Albanesi. Las operaciones comerciales se iniciaron en agosto de 2018, llevando a la central a su actual capacidad de generación de 190 MW tras una inversión aproximada de USD90 millones. Hasta junio de 2022, fecha en la cual venció el CCEE con CAMMESA, vendíamos toda la capacidad de generación y la electricidad generada por esta central a CAMMESA en virtud de dos CCEE bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007. A partir de ese momento, el CCEE por 117 MW pasó a comercializarse bajo el marco regulatorio de Energía Base.

La siguiente tabla presenta ciertos datos operativos relacionados con esta central generadora para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el		
	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas Totales (GW)	1.166,9	1.173,9	1.263,8
Factor de Disponibilidad	95%	92%	99%

CTR es la titular de la Central Térmica Roca, sociedad que, tiene como accionista del 75% de los intereses y derechos de voto.

Central Térmica Independencia

Esta central termoeléctrica de combustible dual se sitúa en San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán. Nuestra empresa la adquirió en 2009, cuando tenía una turbina de gas de 10 MW fuera de servicio, con el propósito

de instalar mayor capacidad de generación. En 2011 comenzamos la instalación de dos turbinas Pratt & Whitney de combustible dual de 60 MW (modelo SWIFTPAC FT8-3), que son turbinas de gas que transmiten potencia mecánica a un único generador de 60 MW. En 2016 comenzamos con los trabajos para añadir 100 MW nominales de capacidad de generación a esta central a través de la instalación de dos nuevas turbinas Siemens SGT-800 de combustible dual de 50 MW. En agosto de 2017 y febrero de 2018, ambas turbinas entraron en operación, con una expansión de 100 MW de capacidad instalada, llevando la capacidad total de generación de la central a los 220 MW.

El 17 de julio de 2024, GEMSA y Mitsubishi Power Aero LLC firmaron un Acuerdo de Compra de Equipos por cinco generadores de gas y cuatro turbinas de potencia (para un total de 120 MW de turbinas de combustible dual), todos de Pratt & Whitney Power Co, ubicados en la Central Independencia. Mitsubishi Power Aero LLC acordó pagar a GEMSA el precio de compra de US\$7,2 millones por la adquisición del equipo y la documentación técnica. El precio de compra será pagadero de la siguiente manera: (1) 50% al momento de la firma del Acuerdo, y (2) el 50% restante del precio neto de compra, cinco días después de la entrega del equipo. La venta de este equipo se debió a razones de eficiencia económica.

Nuestra inversión total en esta central para llevarla a su actual capacidad operativa de generación fue de USD 154 millones. La mayoría de las obras de ampliación de esta planta fueron realizadas por Albanesi S.A. (ahora GEMSA). Las turbinas de la planta pueden funcionar tanto a gas como a gasoil.

La capacidad operativa de generación de electricidad de esta central correspondiente a las dos turbinas Siemens (100 MW) se vende a CAMMESA en virtud de CCEE suscriptos en el marco de la Resolución SEE 21/2016. La restante energía eléctrica generada (120 MW), que estaba previamente comprometida bajo CCEE suscriptos en el marco de la Resolución 220/2007 y que quedó sin vigencia en diciembre de 2021, se vendió bajo el marco regulatorio de Energía Base hasta que ocurrió la venta del equipo en julio de 2024.

La siguiente tabla presenta ciertos datos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el		
	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas Totales (GW)	213,4	159,0	108,5
Factor de Disponibilidad	95%	95%	93%

Central Térmica Riojana

Esta central termoeléctrica de combustible dual se construyó en 1975 y se sitúa en la ciudad de La Rioja, provincia de La Rioja. La central se adquirió en 2010 cuando se encontraba fuera de servicio, para luego ponerla operativa desde mayo de 2011. Cuenta con una capacidad de generación instalada de 90 MW generados por una turbina de combustible dual John Brown con una capacidad de generación instalada de 14 MW, dos turbinas de gas Fiat con una capacidad de generación de 13 MW cada una y una turbina dual Siemens SGT-800 de 50 MW. La central eléctrica opera en ciclo simple.

El total invertido en esta central para llevarla a su capacidad actual fue de USD 55 millones, suma que se destinó al reacondicionamiento de la planta luego de su adquisición y a la compra de nuevos equipos y otras mejoras. La mayoría de los trabajos de expansión realizados para esta planta fueron realizados por Albanesi S.A. (ahora GEMSA). La operación comercial de la turbina comenzó en mayo de 2017, causando a una expansión de 50 MW en el mismo año., lo que llevó la capacidad total de generación de la planta a 90 MW.

Vendemos la capacidad de generación de esta planta a CAMMESA en virtud de un CCEE bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, con una capacidad de generación comprometida de 45 MW, y bajo el marco regulatorio de Energía Base.

La siguiente tabla presenta ciertos datos estadísticos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el		
	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas Totales (GW)	24,9	32,6	13,5
Factor de Disponibilidad	97%	95%	98%

Central Térmica Frías

Esta central termoeléctrica de combustible dual se ubica en la localidad de Frías, provincia de Santiago del Estero. En 2010 adquirimos la central y en 2014 iniciamos un proceso de reacondicionamiento que concluyó con la puesta de la central en pleno funcionamiento en diciembre de 2015. La central cuenta con una turbina de combustible dual Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT-4000) de 60 MW. A la fecha de la presente Adenda, el total invertido en esta central fue de USD 55 millones. Los trabajos de construcción fueron llevados adelante por Albanesi S.A. (ahora GEMSA).

La capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se venden a CAMMESA mediante un CCEE suscripto con esta empresa con arreglo al marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

La siguiente tabla presenta ciertos datos estadísticos relacionados con esta central eléctrica para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el		
	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas Totales (GW)	35,8	29,2	3,9
Factor de Disponibilidad	72%	76%	30%

Solalban Energía

En 2008, formamos Solalban, una empresa conjunta con Unipar Indupa, anteriormente Solvay Indupa, para planificar, construir y operar una central termoeléctrica de combustible dual en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Tenemos una participación del 42% en Solalban y Unipar Indupa posee el 58% restante. La planta de energía de Solalban se hizo completamente operativa en 2009, con dos turbinas de combustible dual Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3) de 60 MW. El total invertido por nuestra empresa conjunta en esta central fue de USD 80 millones, lo que incluyó esas dos turbinas, obras civiles y eléctricas y una conexión de gasoducto de 11 millas al gasoducto troncal de Transportadora Gas del Sur (una empresa transportista/distribuidora que opera en la región sur de Argentina).

Solalban opera bajo el esquema de autogeneración, con el cual la mayor parte de la energía generada se destina al autoconsumo y el resto se vende al “MEM” (CAMMESA). Además, también opera bajo el esquema de

Energía Plus. Solalban vende la energía eléctrica que genera esta central a Solvay Indupa mediante una línea de transmisión interna e independiente (sin ingresar al SADI) bajo un CCEE de 15 años firmado en 2009, mientras que la energía generada restante se vende a compradores privados bajo el marco regulatorio de Energía Plus. Durante el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023, Solalban destinó el 84% y el 16% de los MWh anuales de energía eléctrica generada a Unipar Indupa y bajo el marco regulatorio del programa Energía Plus, respectivamente.

La siguiente tabla presenta ciertos datos estadísticos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados, incluyendo ambos esquemas:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el		
	31/12/2023	31/12/2024 ⁽²⁾	31/12/2025
Ventas Totales (GW)	490,6	290,9	391,6
Factor de Disponibilidad ⁽¹⁾	76%	53%	58,7%

- (1) En 2022, 2023 y 2024, el Factor de Disponibilidad se vio afectado por el mantenimiento de equipos y las interrupciones en el suministro de gas natural.
- (2) El año 2024 ha sido un período atípico en términos de disponibilidad y ventas. Como consecuencia de ciertos inconvenientes vinculados a los pagos a proveedores, se dificultó la importación de repuestos y maquinaria. Asimismo, desde abril de 2024 no se registraron ventas debido a la falta de suministro de gas.

Con fecha 29 de octubre de 2025 GEMSA recibió una notificación de Unipar Indupa, indicando que se habría configurado un evento que habilitaría el ejercicio del derecho de compra de la totalidad de las acciones de Solalban de titularidad de GEMSA. Para mayor información, véase *“Factores de Riesgo —Riesgos Relacionados con las Co-Emisoras —Existe incertidumbre acerca de nuestra participación accionaria minoritaria en Solalban”* del Suplemento y *“Estructura de las Co-Emisoras, accionistas o socios y partes relacionadas —a) Estructura organizativa de las Co-Emisoras y su Grupo Económico”* del presente y del Prospecto.

Central Térmica Timbúes

Central Térmica Generación Timbúes, o Timbúes, es una planta de cogeneración ubicada en Timbúes, en el departamento de San Lorenzo, Provincia de Santa Fe, que cubre aproximadamente 47.700 metros cuadrados. La planta es propiedad de Renova y se encuentra adyacente a su instalación. Renova es uno de los procesadores de soja y granos más grandes del mundo. La planta fue instalada entre 2017 y 2019 con el objetivo de suministrar electricidad al SADI, aprovechando también los gases producidos por la turbina para producir vapor para el consumo de Renova en su proceso productivo.

Timbúes está compuesta por la planta, dentro de la cual se encuentran instaladas una turbina de gas Siemens modelo SGT5-2000e de 170 MW y una caldera de recuperación de calor residual VOGT con una capacidad de generación de vapor de 240 toneladas por hora. También incluye instalaciones auxiliares como dos tanques de agua para almacenamiento de agua desmineralizada, dos tanques de diesel con una capacidad total de 7.000 m3, un desviador, y una subestación de 132 kV, entre otros.

La electricidad generada por Timbúes se entrega al MAE a través del SADI, cuyo punto de conexión es la Subestación Transformadora Renova 132 kV, adyacente a la planta.

Mientras tanto, el vapor producido por Timbúes se entrega a Renova para su proceso productivo. En este sentido, la ubicación de Timbúes fue seleccionada para estar junto a la Planta Timbúes de Renova, donde se utiliza el vapor generado por Timbúes. Esto no solo fomenta la relación comercial entre Renova y AESA, sino que también reduce costos y riesgos asociados con el transporte de vapor.

El proyecto de cogeneración de Timbúes fue desarrollado por AESA e implicó la construcción, puesta en marcha y operación de una planta de cogeneración. El proyecto involucró la instalación de la Turbina de Gas y la Caldera de Recuperación.

El propósito del proyecto fue (i) generar electricidad para ser vendida por la Co-Emisora en el SADI dentro del marco de la licitación pública prevista en la Resolución SEE N° 21/2016, con su Contrato de Abastecimiento (como se define a continuación) firmado con CAMMESA; y (ii) generar vapor como subproducto para ser suministrado a Renova S.A. para uso directo en su proceso productivo a través del Contrato de Vapor (como se define a continuación) firmado entre AESA y Renova.

El 24 de febrero de 2018, la Central Térmica Timbúes fue autorizada para operación comercial en el MAE, con una capacidad de hasta 170 MW.

El proyecto se llevó a cabo en dos etapas, ambas completadas a la fecha de esta Adenda:

- La primera etapa involucró la instalación de una unidad de generación de electricidad compuesta por la Turbina de Gas con su correspondiente equipo auxiliar, lo que permitió la generación de electricidad tanto con gas natural como con combustible líquido (Diesel). El inicio de la operación comercial de esta etapa fue el 24 de febrero de 2018, cuando comenzó el Contrato de Abastecimiento con CAMMESA. La fecha comprometida para el inicio de la operación comercial era el 30 de diciembre de 2017, por lo que el proyecto comenzó con un retraso de 56 días.

La segunda etapa involucró la instalación de la Caldera de Recuperación para aprovechar el calor residual de la turbina de gas y generar vapor, que sería suministrado principalmente al complejo existente de Renova para su uso en su proceso productivo y en la generación de electricidad. El inicio de la operación comercial de esta etapa fue el 11 de febrero de 2019, cuando comenzó el Contrato de Vapor (como se define a continuación) entre la Emisora y Renova. La siguiente tabla presenta ciertos datos estadísticos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el		
	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas Totales (GW)	301,0	733,3	872,0
Factor de Disponibilidad ⁽¹⁾	99%	100%	92%

⁽¹⁾ En 2023, 2024 y 2025, el factor de disponibilidad se vio afectado por tareas de mantenimiento de equipos y por interrupciones en el suministro de gas natural.

Central Térmica Arroyo Seco

La Central Térmica de Cogeneración Arroyo Seco se encuentra ubicada próxima al complejo industrial de LDC Argentina S.A., en la provincia de Santa Fe. de aproximadamente 4,9 hectáreas, con una capacidad nominal de 133 MW, mediante la cual proporcionará vapor y energía a Louis Dreyfus Company Argentina (“LDC”) y energía a CAMMESA. La obra, demandó una inversión de U\$S 165 millones, fue puesta en marcha en septiembre de 2024, y aporta 130 MW de potencia instalada que se inyectan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El proyecto consta de dos etapas, ambas completadas a la fecha de la presente Adenda:

En la primera se desarrolla el ciclo abierto, que permite la generación de energía térmica a través de dos turbinas Siemens SGT-800.

En la segunda fase, que entró en operación durante julio de 2025, se incorporaron las calderas de recuperación Vogt de 60 toneladas por hora (Tn/h) y la turbina de vapor Siemens SST-300 de 25 MW, con las que se convierte a la central en una planta de cogeneración de 133 MW, para proveerle el vapor a la firma Louis Dreyfus Company.

El ciclo de cogeneración incluye (i) el uso del gas originalmente consumido por el tomador de vapor para generar energía, y (ii) la producción de vapor como un subproducto a través de la inyección de los gases de escape a una caldera. El ciclo de cogeneración es la configuración termoelectrica más eficiente, en términos de reducción de costos y emisiones de carbono.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el <u>31/12/2025</u>
Ventas Totales (GW)	415,3
Factor de Disponibilidad	98%

Nuestra Tecnología

Buscamos adquirir nuestros equipos de proveedores con un historial y experiencia reconocidos a nivel mundial. Nuestras turbinas de tecnología de combustible dual nos permiten generar energía utilizando tanto gas natural como gasoil. Parte de nuestra capacidad está compuesta por turbinas modulares, lo que proporciona flexibilidad operativa, permitiendo que las turbinas continúen operando a niveles normales incluso si un módulo en particular necesita ser reparado o reemplazado. Además, hemos equipado varias de nuestras plantas de energía con turbinas de una capacidad de generación instalada inferior a 60 MW, lo que nos brinda flexibilidad para realizar paradas de mantenimiento tanto programadas como imprevistas sin que grandes porciones de nuestra capacidad de generación instalada queden fuera de servicio.

La siguiente tabla presenta un resumen de la tecnología de turbinas utilizada en nuestras plantas de energía operativas:

Central Térmica	Consumo Específico (kcal/kWh)	Turbina y Tipo de Tecnología		Capacidad de Potencia
	2.400	Thomassen / Stork	Ciclo combinado	35 MW
	2.400	Thomassen / Stork	Ciclo combinado	35 MW
	2.400	PWPS FT8-3	Turbina de gas	60 MW
	2.400	PWPS FT8-3	Turbina de gas	60 MW
Modesto Maranzana	2.400	PWPS FT8-3	Turbina de gas	60 MW
	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	54 MW
	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	(ciclo combinado)	Siemens SST-600	Turbina de vapor	67 MW
Total M. Maranzana				471 MW
	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
Ezeiza	1.590	Siemens SST-600	Turbina de vapor	50 MW
	1.590	Siemens SST-600	Turbina de vapor	50 MW

Central Térmica	Consumo Específico (kcal/kWh)	Turbina y Tipo de Tecnología		Capacidad de Potencia
	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	54 MW
Total Ezeiza.....				304 MW
	2.400	PWPS FT8-3 ⁽¹⁾	Turbina de gas	60 MW
	2.400	PWPS FT8-3 ⁽¹⁾	Turbina de gas	60 MW
Independencia.....	2.300	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	2.300	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
Total Independencia .				220 MW
Roca.....	1.750	EGT - Alstom	Turbina de gas	130 MW
	(ciclo combinado)	GE Triveni	Turbina de vapor	60 MW
Total Roca.....				190 MW
Generación Frías	2.250	PWPS FT-4000	Turbina de gas	60 MW
Total Generación Frías				60 MW
	2.300	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	3.950	John Brown	Turbina de gas	14 MW
Riojana	3.950	Fiat	Turbina de gas	13 MW
	3.950	Fiat	Turbina de gas	13 MW
Total Riojana.....				90 MW
GM Operaciones	1.600	MTD-35	Turbina de vapor	50 MW
	1.600	MTD-35	Turbina de vapor	50 MW
Total GMO				100 MW
Solalban.....	2.400	PWPS FT8-3	Turbina de gas	60 MW
	2.400	PWPS FT8-3	Turbina de gas	60 MW
Total Solalban				120 MW
Timbúes	1.850	SGT5-2000E	Turbina de gas	170 MW
Total Timbúes				170 MW
Arroyo Seco	1.500	SGT-800	Turbina de gas	54 MW
	1.500	SGT-800	Turbina de gas	54 MW
	(ciclo combinado)	Siemens SST-300	Turbina de vapor	25 MW
Total Arroyo Seco.....				133 MW
Total				1.858MW

(1) En julio de 2024, las dos turbinas PWPS FT8-3 de la Central Térmica Independencia fueron vendidas a Mitsubishi Power Aero LLC.

La siguiente tabla presenta un resumen de las turbinas que serán utilizadas para proveer la nueva capacidad de generación conforme a los contratos de abastecimiento de energía (PPA) que nos fueron adjudicados bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE N° 287/2017. Hemos celebrado acuerdos con proveedores para el

suministro de turbinas de gas y vapor Siemens, así como de calderas de recuperación de VOGT Power International.

Proyectos de Expansión	Consumo Específico (kcal/kWh)	Tipo de Turbina y Tecnología	Capacidad de Potencia
M. Maranzana	(Ciclo combinado)	Siemens SST-600 – Turbina de vapor	67 MW
Total Expansión M. Maranzana			67 MW
Cogeneración Arroyo Seco	(Ciclo combinado)	Siemens SST-300 – Turbina de vapor	25 MW
Total Arroyo Seco			25 MW
Total Proyectos de Expansión			92 MW

Nuestros clientes

La disponibilidad de nuestra capacidad de generación de energía y la energía eléctrica que despachamos se comercializan bajo a los siguientes marcos regulatorios:

Resolución SE 220/2007

La Resolución SE 220/2007 fue diseñada por el gobierno argentino para promover inversiones en el sector de generación de electricidad mediante el establecimiento de condiciones económicas favorables para la instalación de nueva capacidad de generación.

Bajo el marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE a largo plazo (comúnmente con plazos de diez años) expresados en Dólares Estadounidenses. La compensación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en Dólares Estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad bajo un esquema “take or pay” en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que el 92% de nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en Dólares Estadounidenses) en caso de indisponibilidad no programada de nuestra capacidad; y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (como salarios, gastos administrativos y seguros) basado en la energía despachada a solicitud de CAMMESA y el tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una tarifa más baja, ya que es más eficiente). Además, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico. El precio es abonado en Pesos al tipo de cambio oficial.

Nuestras obligaciones principales en el marco de estos contratos consisten en (a) contar con la cantidad de MW mensuales de capacidad de generación comprometida disponibles para su despacho a solicitud de CAMMESA y (b) despachar la energía eléctrica a solicitud de CAMMESA, en todos los casos de conformidad con los términos y condiciones del contrato.

Conforme lo dispuesto en los CCEE suscriptos con CAMMESA, el incumplimiento de cualquiera de las partes de las obligaciones especificadas en los contratos colocará automáticamente a esa parte en incumplimiento, sin necesidad de notificación judicial o extrajudicial. Los ejemplos de eventos de incumplimiento aplicables a ambas partes incluyen, entre otros, el incumplimiento de pago de cualquier monto a tiempo, la declaración en quiebra, la presentación en concurso preventivo o quiebra, la realización de actos que impliquen que sus obligaciones bajo el contrato dejen de ser validas o exigibles, entre otras. Las causas de incumplimiento se detallan en cada uno de los contratos con respecto a cada una de las partes firmantes. Una vez que se produce un incumplimiento, la parte cumplidora puede optar por: (i) exigir el cumplimiento a la parte incumplidora, otorgando un plazo razonable para hacerlo y notificando a la Secretaría de tal demanda; o (ii) rescindir el contrato, para lo cual bastará con una simple comunicación formal de tal intención, junto con la indicación de la fecha efectiva de tal rescisión y notificación a la Secretaría. En caso de incumplimiento de las obligaciones de pago, la parte cumplidora tendrá derecho a recibir las sumas adeudadas, más intereses y penalidades, si corresponde.

Bajo nuestros contratos con CAMMESA, cualquiera de las partes puede rescindir el acuerdo antes de su vencimiento si la otra parte se disuelve, solicita quiebra o protección bajo las leyes de quiebra (o si se dicta un decreto que coloca a la empresa en quiebra) o está sujeta a intervención judicial. Además, la parte no incumplidora puede rescindir el acuerdo por cualquier incumplimiento dando un aviso de 15 días, lo que incluiría nuestro incumplimiento de nuestras obligaciones de suministro bajo el contrato por un período de más de dos meses. Sin embargo, ninguna de las partes puede rescindir el acuerdo por incumplimiento de las obligaciones de pago bajo el contrato. En tal caso, podemos presentar un reclamo de conformidad con los procedimientos administrativos de la Secretaría de Energía. En casos de fuerza mayor, el contrato puede suspenderse sin penalidades y cualquiera de las partes puede rescindir el acuerdo sin penalización si tal fuerza mayor dura más de 120 días. Estos contratos no incluyen disposiciones de renovación.

Al 31 de diciembre de 2025, tenemos cuatro contratos firmados con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) Central Térmica Modesto Maranzana, con un plazo restante de 1 año y 7 meses para 90 MW de capacidad contratada; (ii) Central Térmica Frías, con un plazo restante de 5 meses para 55,5 MW de capacidad contratada; (iii) Central Térmica Riojana, con un plazo restante de 1 año y 5 meses para 45 MW de capacidad contratada; y (iv) Central Térmica Roca, con un plazo restante de 2 años y 8 meses para 55 MW correspondiente al cierre de ciclo de la central.

Tras el vencimiento de los contratos bajo este marco regulatorio, esperamos que toda la capacidad comprometida se venda bajo el marco regulatorio de Energía Base.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2024, 2025 generamos el 42%, 22% y 17,6% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, de nuestros contratos con CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

Resolución SEE 21/2016

Bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA conforme a contratos de abastecimiento a largo plazo (generalmente con plazos de diez años) denominados en dólares estadounidenses. La compensación que recibimos de CAMMESA bajo estos contratos está compuesta por dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad bajo un esquema “take or pay”, mediante el cual recibimos este precio siempre que nuestra capacidad comprometida esté disponible o en mantenimiento autorizado por CAMMESA (y se nos multa por cualquier indisponibilidad no autorizada); y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (como salarios, gastos administrativos y seguros) basado en la energía despachada a solicitud de CAMMESA y el tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una tarifa más baja, ya que es más eficiente). Además, el precio pagado por CAMMESA bajo estos contratos incluye un cargo fijo por los costos de transporte. El precio se nos paga en pesos al tipo de cambio oficial.

Al 31 de diciembre de 2025, tenemos cinco contratos con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) un CCEE con un plazo restante de 1 año y 6 meses para 46 MW de capacidad de generación de Central Térmica Independencia, que vence en julio del 2027; (ii) un CCEE con un plazo restante de 2 años y 2 meses para 46 MW de capacidad de generación de Central Térmica Independencia, que vence en febrero de 2028; (iii) un CCEE con un plazo restante de 1 año y 7 meses para 93 MW de capacidad de generación de Central Térmica Ezeiza, que vence en julio del 2027; (iv) un CCEE con un plazo restante de 2 años y 2 meses para 47 MW de capacidad de generación de Central Térmica Ezeiza, que vence en febrero del 2028; y (v) un CCEE con un plazo restante de 2 años para 168 MW de capacidad de generación de Central Térmica Timbúes, que vence en diciembre del 2027.

Tras el vencimiento de los contratos bajo este marco regulatorio, esperamos que toda la capacidad comprometida se venda bajo el marco regulatorio de Energía Base.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2024, 2025 generamos el 48%, 47%, y 44,7% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016.

Resolución SEE 287/2017

Bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA conforme a contratos de abastecimiento a largo plazo expresados en Dólares Estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en Dólares Estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible o en mantenimiento autorizado por CAMMESA y autorizados por CAMMESA (sujeito a una multa en caso de indisponibilidad no autorizada) y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos administrativos y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía despachada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor ya que es más eficiente). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye un cargo fijo asociado al costo de transporte. Recibimos el pago del precio en Pesos al tipo de cambio oficial.

En 2017, dentro del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, nos adjudicaron nuevos contratos con CAMMESA por una capacidad comprometida total de 275 MW, que implican la instalación de 121 MW y 154 MW de capacidad de generación adicional en la Central Térmica Maranzana y Central Térmica Ezeiza, respectivamente, y la construcción de una nueva planta de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. El objetivo de este proceso de licitación pública fue mejorar la eficiencia del sistema de generación eléctrica, centrándose en cierres de ciclos existentes y proyectos de cogeneración. La expansión de Ezeiza se completó en abril de 2024.

Al 31 de diciembre de 2025, tenemos tres contratos con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) un CCEE con un plazo restante de 10 años y 10 meses para 138 MW de capacidad de generación de Central Térmica Ezeiza; (ii) un CCEE con un plazo restante de 11 años y 10 meses para 113 MW de capacidad de generación de Central Térmica Modesto Maranzana; y (iii) un CCEE con un plazo restante de 10 años y 5 meses para 100 MW de capacidad de generación de Central Térmica Arroyo Seco.

Para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025 generamos el 0%, 14% y 24,5% de nuestro EBITDA Ajustado bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017.

Tras el vencimiento de los contratos bajo este marco regulatorio, esperamos que toda la capacidad comprometida se venda bajo el marco regulatorio de Energía Base.

Resolución SE 1281/2006 – Energía Plus

Conforme a este marco regulatorio, los clientes industriales con un consumo de energía eléctrica superior a los 300 kW deben satisfacer el excedente de su demanda de energía eléctrica por sobre los kW consumidos en 2005

mediante la compra de energía eléctrica generada por la capacidad de generación de centrales eléctricas instaladas en septiembre de 2006 bajo este marco regulatorio. Nuestros contratos bajo este marco están denominados en Dólares Estadounidenses y tienen un plazo de vigencia promedio de uno a dos años. Estos CCEE no contemplan la modalidad “*take or pay*”, por lo tanto, nos proporcionan un EBITDA Ajustado menos estable en comparación con nuestras ventas bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Resolución SEE 287/2017 y Energía Base. Sin embargo, generalmente podemos estimar con razonable precisión el consumo aproximado de energía por parte de los compradores privados, en función del consumo histórico.

Nuestras obligaciones principales en el marco de estos CCEE consisten en: (a) asegurarnos de que las unidades generadoras estén completamente disponibles conforme a los términos del contrato; y (b) asegurarnos de tener el suministro de combustible necesario para generar la energía eléctrica que vendemos a nuestros clientes. Cobramos un precio monómico fijo por la energía consumida por el comprador bajo estos contratos. El precio contractual de la energía se basa en el mercado de Energía Plus conformado por los costos de generación y el margen de ganancia. El precio se nos paga en Pesos al tipo de cambio oficial.

De conformidad con los términos y condiciones de dichos contratos, cualquiera de las partes puede requerir la renegociación del contrato si, por motivos no derivados de ninguna de las partes, el equilibrio económico del contrato se ve modificado de manera tal que este resulte excesivamente oneroso para dicha parte. Ante tal circunstancia, cualquiera de las partes puede rescindir el contrato en ausencia de acuerdo dentro del plazo de 15 días de efectuada la solicitud. Ante el incumplimiento, por cualquiera de las partes, de las obligaciones pactadas, la otra puede también proceder a rescindir el contrato previa notificación cursada con 15 días de antelación. Estos CCEE no contemplan cláusulas de renovación.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025, generamos el 5%, 5% y 2,1% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, de nuestros contratos de Energía Plus.

Resolución SE 31/2020 y N° 440/2021– Energía Base

Esta metodología de remuneración de la capacidad instalada tiene su origen en la Resolución SE 95/2013. A través de la misma, CAMMESA ha fijado una remuneración menor para los generadores de energía eléctrica en lo que respecta a la capacidad de generación disponible y energía que se genere mediante las unidades de generación de mayor antigüedad. En virtud de este marco regulatorio, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de un acuerdo regulatorio con compromiso de compra garantizada (*take or pay*). Esta metodología de remuneración se calculó en pesos hasta febrero de 2017, y comenzó a calcularse en Dólares Estadounidenses desde esa fecha hasta febrero de 2020. En febrero de 2020, la Resolución 1/2019 fue modificada por la Resolución 31/2020, cuyos considerandos plantearon la necesidad de adaptar la metodología de remuneración considerando la magnitud de los acontecimientos económico-financieros que afronta el país. En función de ello la Resolución 31/2020 modificó parcialmente la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2020 que implica: (i) reducción y pesificación de los valores remuneratorios de energía para generadores, co-generadores y autogeneradores; (ii) pesificación de los valores remuneratorios variables para generadores, co-generadores y autogeneradores; (iii) modificación de los criterios de remuneración de los generadores térmicos incorporando: (a) diferenciación para aquellos generadores habilitados con motores de combustión interna menores o iguales a 42 MW; y (b) criterios remuneratorios diferenciales para aquellos generadores que no efectúen un compromiso de disponibilidad garantizada; e (iv) introducción de criterios remuneratorios por disponibilidad de energía en horas de alto rendimiento. El 21 de mayo de 2021, mediante la Resolución SEE 440/2021, el gobierno actualizó el esquema para los generadores bajo el esquema remuneratorio de mercado *spot*, derogando la actualización automática de los valores remuneratorios y estableciendo que los valores de energía y potencia que se mantienen en Pesos pueden reajustarse en un 29% en forma retroactiva a febrero de 2021. El esquema de remuneración fue inicialmente modificado mediante las Resoluciones SE N.º 9/2024, N.º 99/2024, N.º 193/2024 y N.º 233/2024. Con fecha 30 de septiembre de 2024, se dictó la Resolución N.º 285/2024, la cual modificó el esquema de remuneración previsto en la Resolución N.º 233/2024 y sustituyó sus Anexos I, II, III, IV y V. Posteriormente, la Resolución N.º 285/2024 fue modificada por la Resolución N.º 20/2024 de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería, así

como por normativa adicional dictada por la Secretaría de Energía, incluyendo las Resoluciones SE N.º 387/2024, N.º 603/2024, N.º 27/2025, N.º 113/2025, N.º 143/2025, N.º 177/2025, N.º 227/2025, N.º 280/2025, N.º 331/2025, N.º 356/2025, N.º 381/2025, N.º 483/2025, N.º 602/2025 y N.º 34/2026, las cuales introdujeron ajustes adicionales al esquema de remuneración (véase “Sector Eléctrico Argentino — Estructura Energética Argentina — Actualización del esquema de remuneración en el Mercado Spot”).

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025, generamos el 4%, 5% 7,8% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, bajo el marco regulatorio correspondiente a Energía Base.

Contrato privado con Petroperú

El 12 de enero de 2022, a GEMSA se le adjudicó el contrato bajo el proceso de selección abreviada para el “Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara - Proceso de Contratación del Servicio de Gestión Operativa de las Unidades Auxiliares de la Refinería de Talara (Paquete 4)”, convocado por Petroperú. El objetivo de la licitación fue contratar a una entidad especializada para asumir la gestión operativa del Paquete 4 de las Unidades Auxiliares de la Nueva Refinería de Talara, ubicada en la Ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El Paquete 4 consiste en los siguientes componentes: (i) unidades de cogeneración eléctrica (GE), 100MW; (ii) unidad de distribución de agua para alimentación de calderas (SGV); (iii) unidad de tratamiento de condensado (RCO); y (iv) estaciones eléctricas (GE2, GE1). En este sentido, GEMSA, GROSA y CBEI LLC constituyeron una sociedad en Perú el 14 de enero de 2022, denominada GM Operaciones S.A.C., como un vehículo de propósito especial para celebrar los contratos adjudicados y llevar a cabo dicho proyecto. Así, el 14 de noviembre de 2022, GMOP, junto con Petroperú, ejecutó dos acuerdos complementarios para operar y mantener la Planta de Cogeneración del Paquete 4. Por un lado, un contrato de usufructo, que otorga a GMOP el derecho de usufructo sobre el área que comprende la Planta de Cogeneración, y establece las obligaciones de GMOP para la operación y el mantenimiento de los activos que conforman el Paquete 4. Por otro lado, un contrato de suministro de electricidad, vapor y agua para calderas para abastecer a la Refinería de Talara, y para la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1, con un plazo de 20 años a partir de la “etapa operativa”.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025 generamos el 0%, el 3% y 2,7 de nuestro EBITDA Ajustado bajo el contrato privado de Petroperú.

Contrato de Vapor con Renova

Suministramos vapor a Renova bajo un Contrato de Vapor. Renova es una empresa conjunta formada en 2007 por Oleaginosa Moreno Hnos. S.A., parte de Glencore Agriculture Limited, y Vicentin S.A.I.C. El contrato entró en vigor el 11 de febrero de 2019, con un plazo de quince años. Bajo el Contrato de Vapor, AESA entrega vapor a Renova en cantidades mensuales acordadas, hasta un límite máximo especificado. Al concluir el plazo de quince años, las partes pueden acordar mutuamente extender el contrato. El Contrato de Vapor también incluye una obligación de pago mensual mínimo basada en un volumen de 100.000 toneladas por mes. Si el consumo de Renova cae por debajo de dicha cantidad en cualquier mes, el pago por la diferencia se acreditará para consumo futuro que exceda el volumen mensual mínimo.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025, generamos el 1%, 2% y 0,7%, respectivamente, de nuestro EBITDA Ajustado bajo el contrato de vapor con Renova.

Contrato LDC

En virtud del contrato celebrado entre GMSA (como continuadora de GECE y LDC con fecha 15 de mayo de 2018, conforme fuera enmendado con fecha 9 de febrero de 2023 con motivo de la cesión de la posición contractual por parte de GEMSA a GLSA, esta última se comprometió a vender vapor en las cantidades requeridas por LDC, y LDC se comprometió a recibir el vapor requerido para destinarlo al proceso productivo de la Planta General Lagos.

Asimismo, LDC se compromete a dar prioridad al vapor producido por GLSA y a abonarle en el precio establecido. En caso que GLSA no pudiese abastecer a LDC con el vapor requerido en las cantidades y/o condiciones que ésta especificase, por causas atribuibles a GLSA o CAMMESA, entonces GLSA se compromete a abastecer a LDC con el gas suficiente para sustituir la carencia del vapor requerido y no suministrado a LDC. A la fecha de la presente Adenda, los derechos de cobro bajo el Contrato de Abastecimiento de Vapor y Energía Eléctrica se encuentran cedidos al Fideicomiso de Garantía y Pago GLSA (conforme se define a continuación) por medio de escritura pública N° 92 de fecha 1 de marzo de 2023.

Este contrato se enmarca en el proyecto relacionado a la Central Térmica Arroyo Seco que consta de dos etapas, la primera se desarrolla el ciclo abierto, que permite la generación de energía térmica a través de dos turbinas Siemens SGT-800. En la segunda fase, que entró en operación el 3 de julio de 2025, se incorporaron las calderas de recuperación Vogt de 60 toneladas por hora (Tn/h) y la turbina de vapor Siemens SST-300 de 25 MW, con las que se convierte a la central en una planta de cogeneración de 133 MW, para proveerle el vapor a LDC.

“Fideicomiso de Garantía y Pago GLSA” significa el fideicomiso constituido producto del contrato celebrado por GLSA como fiduciante y Banco de Servicios y Transacciones S.A. como fiduciario con fecha 22 de diciembre de 2022 (conforme fuera enmendado, incluyendo sin limitación con fecha 24 de febrero de 2023 y con fecha 24 de octubre de 2024), para garantizar los pagos bajos las obligaciones negociables clases I, III y IV emitidas por GLSA.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, generamos el 0,7% de nuestro EBITDA Ajustado en virtud del Contrato LDC.

EBITDA Ajustado por Marco Regulatorio

La tabla a continuación presenta la descomposición de nuestro EBITDA Ajustado por marco regulatorio para los períodos indicados:

	<u>31/12/2023</u>		<u>31/12/2024</u>		<u>31/12/2025</u>	
	<u>EBITDA</u> <u>Ajustado</u> <u>(en miles</u> <u>de USD)</u>	<u>% de</u> <u>EBITDA</u> <u>Ajustado</u>	<u>EBITDA</u> <u>Ajustado</u> <u>(en miles</u> <u>de USD)</u>	<u>% de</u> <u>EBITDA</u> <u>Ajustado</u>	<u>EBITDA</u> <u>Ajustado</u> <u>(en miles</u> <u>de USD)</u>	<u>% de</u> <u>EBITDA</u> <u>Ajustado</u>
Resolución SE 220/2007	46.923	42%	39.901	22%	37.927	17,6%
Resolución SEE 287/2017	-	-	26.274	14%	52.827	24,5%
Resolución SEE 21/2016	53.476	48%	86.125	47%	96.247	44,7%
Energía Plus	5.944	5%	8.549	5%	4.536	2,1%
Energía Base	4.904	4%	8.786	5%	16.791	7,8%
Contratos con privados	(1.358)	(1%)	13.008	7%	7.193	3,3%

Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

El siguiente es un resumen de los principales factores relacionados con la industria eléctrica en Argentina, incluyendo disposiciones de las leyes y reglamentaciones argentinas aplicables a la industria y a las Compañías. El presente resumen no tiene por objeto constituir un análisis exhaustivo de todas las leyes y normas aplicables a la

industria eléctrica. Se recomienda a los inversores examinar el resumen de dichas leyes y normas publicado por la Secretaría de Energía (www.argentina.gob.ar/economia/energia), CAMMESA (cammesaweb.cammesa.com/), el ENRE (www.argentina.gob.ar/enre) y consultar con sus respectivos asesores comerciales y legales a fin de efectuar un análisis más detallado. No se incorpora ninguna información de dichas páginas por referencia en este documento.

Antecedentes

Hacia 1990, prácticamente toda la industria de energía eléctrica de la Argentina estaba en manos del Estado, fundamentalmente a través de empresas y sociedades del Estado. En 1991, el Gobierno argentino inició un proceso de privatización de las compañías estatales de generación, transmisión y distribución de electricidad. En enero de 1992, el Congreso de la Nación Argentina (“Congreso Nacional”) aprobó la Ley N° 24.065, que junto con la Ley N° 15.336, sus decretos reglamentarios y normativa complementaria conforma el marco regulatorio de la electricidad (el “Marco Regulatorio de la Electricidad”), el cual, junto con el Decreto N° 634/1991 y las Leyes N° 23.696 y N° 23.697, estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico. El Marco Regulatorio de la Electricidad, que continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico, estableció una segmentación a modo de desintegración vertical entre la generación, transmisión (también denominada transporte) y distribución de electricidad como actividades distintas (estas dos últimas, caracterizadas como servicios públicos), quedando cada uno de esos segmentos sujetos a una regulación específica.

El objetivo final de la privatización era generar un escenario competitivo en el intercambio de energía que coadyuvará a la eficiencia del sistema y la reducción de las tarifas que los usuarios pagaban, mejorando al mismo tiempo la calidad del servicio. El proceso de privatización comenzó en febrero de 1992 con la venta de varias instalaciones importantes de generación térmica y continuó con la venta de los paquetes mayoritarios de compañías que se crearon a tal fin, a las cuales se les dio en concesión y/o licencia la infraestructura de transmisión y distribución y de otras instalaciones de generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

Sin embargo, la crisis económica y social vivida por el país a fines del año 2001, la salida del sistema de convertibilidad entre el Peso y el dólar estadounidense y la consecuente, devaluación del Peso junto a altas tasas de inflación, tuvo un grave efecto sobre las empresas de servicios públicos en Argentina y las compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica. Dado que las empresas de servicios públicos estaban impedidas de incrementar las tarifas, la inflación derivó en disminuciones de sus ingresos en términos reales y el deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial. La mayoría de las empresas de servicios públicos además habían contraído importantes endeudamientos en moneda extranjera bajo el régimen de la Ley de Convertibilidad (tal como se definirá más adelante) y, tras la devaluación del Peso, la carga por el servicio de la deuda de estas empresas sufrió un significativo aumento, lo que forzó a que muchas de éstas suspendieran los pagos de su deuda en moneda extranjera en 2002. Esta situación ocasionó que numerosas empresas transportistas y distribuidoras de electricidad de Argentina pospusieran nuevas inversiones en sus redes.

Por su parte, la adopción de políticas intervencionistas, incluyendo la imposición de precios topes (Resolución N° 240/2003), entre otras medidas, también ocasionó graves efectos sobre las empresas generadoras de energía eléctrica.

Para hacer frente a la crisis de electricidad, el Gobierno modificó en diversas oportunidades las normas del MEM desde el 2002. Estas modificaciones incluyeron, entre otras medidas, la imposición de topes en los precios que los distribuidores pagan por la adquisición de energía eléctrica (conforme a la Resolución SE N° 8/2002) y el requisito de que todos los precios cobrados por las empresas generadoras se calculen sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno), independientemente del combustible efectivamente utilizado -usualmente más costoso- en las actividades de generación (conforme a la Resolución SE N° 240/2003), lo que conjuntamente generó un importante déficit estructural en la operación del MEM.

En diciembre de 2004, el Gobierno argentino dictó nuevas normas para el mercado eléctrico (conforme a las Resoluciones SE N° 826/2004, N° 712/2004 y N° 1.427/2004), para la construcción de dos nuevas centrales de ciclo

combinado de 800 MW cada una. Estas dos centrales comenzaron su operación comercial en ciclo abierto durante 2008 y en ciclo combinado durante el primer trimestre de 2010. La construcción se financió en parte con los saldos acreedores de las empresas generadoras, derivados del margen entre el precio de venta de energía y el costo variable de generación, que se transfirieron al Fondo Para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM (el fondo para inversiones exigido para aumentar el suministro de electricidad en el MEM, o FONINVEMEM). Las empresas generadoras de electricidad aceptaron la oportunidad de participar en los proyectos del FONINVENEM, conforme a la Resolución SE N° 1.427/2004.

La construcción de estas nuevas centrales evidenció una decisión del Gobierno argentino de adoptar un papel más activo en la promoción de inversiones en energía en la Argentina. Además de estos proyectos, en abril de 2006 el Congreso Nacional sancionó una ley que autorizó al Gobierno Nacional a crear un fondo especial para financiar mejoras de infraestructura en el sector energético argentino mediante la ampliación de la infraestructura de generación, distribución y transporte de gas natural, propano y electricidad. Las contribuciones a este fondo se realizan a través de cargos específicos trasladados a los clientes como un detalle en sus facturas de energía.

En 2006, la SE implementó el Programa Energía Plus (en virtud de la Resolución SE N° 1.281/2006) con el objeto de crear un incentivo y aumentar la generación de electricidad. Los proyectos implementados bajo el Programa Energía Plus no están sujetos a las regulaciones del mercado en materia de precios, sino que estos pueden negociarse libremente entre las empresas generadoras de electricidad y los usuarios.

El Programa Energía Plus buscó aumentar la generación de electricidad y satisfacer la demanda interna. Por tal motivo, CAMMESA requería en dicho esquema que todos los grandes usuarios (con consumos superiores a 300 kW, en adelante los “GU”) contraten la diferencia entre su demanda actual y la correspondiente a 2005 a las nuevas empresas de generación bajo el Programa Energía Plus.

Con el objetivo de incrementar el suministro de energía eléctrica, el Gobierno argentino también implementó un programa llamado “Energía Eléctrica Entregada”, a través del suministro de pequeñas centrales térmicas transportables y/o centrales eléctricas móviles (Resoluciones SE N° 220/2007 y N° 1.836/2007).

El Gobierno nacional ha continuado implementando diversas medidas para regular la operación del MEM y la de los agentes intervinientes. Una de dichas medidas fue la Resolución SE N° 95/2013, que fijó nuevos valores para la remuneración de costos fijos y variables a pagarse a los generadores, cogeneradores y autogeneradores por las ventas de energía, y se agregó una remuneración adicional. Estos valores no fueron aplicados a las centrales hidroeléctricas binacionales, a la generación nuclear y a la generación comprendida bajo el marco de contratos regulados por la SE, tales como los contratos celebrados bajo el Programa Energía Plus. Esta resolución suspendió temporalmente nuevos contratos del mercado a término del MEM, excepto los previstos en el artículo 1 de esa resolución, y establece que, una vez extinguidos los contratos vigentes en el mercado a término, las empresas generadoras debían comprar la energía a CAMMESA. La resolución asimismo estableció que la gestión comercial y la entrega de combustible a las centrales del MEM se centralizarían en CAMMESA.

La Resolución SE N° 95/2013, modificada por la Resolución N° 529/2014, ha sido modificada en reiteradas ocasiones con el objetivo de ir actualizando el esquema remunerativo de los generadores. Resoluciones posteriores, incluyendo las resoluciones SE N° 22/2016, N° 19/2017, SRRYME N° 1/2019, SE N° 31/2020, SE N° 440/2021, SE N° 238/2022, SE N° 826/2022, SE N° 750/2023, SE N° 869/2023, SE N° 9/2024, SE N° 99/2024, SE N° 193/2024 y, más recientemente SE N° 233/2024 modificaron aún más el régimen completo de remuneración de generación. Véase “Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos” del presente.

Particularmente, la Resolución N° 31/2020, publicada el 27 de febrero de 2020, modificó el régimen de remuneración previsto en la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración en Pesos, con importantes reducciones en relación con aquella, y a su vez, estipuló en su Anexo VI un mecanismo de ajuste mensual en función de los índices mayoristas del INDEC. Sin embargo, el Anexo VI nunca fue implementado.

Luego, en mayo del 2021, la SE dictó la Resolución 440/2021, que modificó la Resolución 31/2020 y aumentó los precios del esquema de remuneración alrededor del 29% para los generadores, co-generadores y auto-generadores del MEM que no tengan su energía comprometida bajo un CE, retroactivo a febrero de 2021.

Desde de febrero de 2022, la remuneración se actualizó nuevamente mediante la Resolución N° 238/2022, con un aumento del 30% desde febrero y un aumento adicional del 10% desde junio de 2022.

El 14 de diciembre de 2022, la Resolución N° 826/2022 ajustó la remuneración para generadores, estableciendo un incremento retroactivo del 20% a partir de septiembre de 2022, e incrementos adicionales de 10%, 25% y 28% a partir de diciembre de 2022, febrero de 2023 y agosto de 2023, respectivamente, y también introdujo cambios en la metodología. Adicionalmente, se instruyó a realizar una reliquidación de las transacciones económicas por la venta de energía correspondientes a septiembre y octubre de 2022, afectadas por un factor de 1,2.

Luego, la SE emitió una serie de resoluciones sucesivas que modificaron y actualizaron el esquema de remuneración: estas fueron: la Resolución N° 59/2023, 750/2023, 869/2023, 9/2024, 99/2024, 193/2024 y, finalmente, 233/2024, que establece los precios de venta en el mercado spot aplicables a todas las transacciones económicas a partir de septiembre de 2024.

Por otro lado, el 15 de diciembre de 2015, el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) declaró el estado de emergencia para el sistema eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2017. Este estado de emergencia permitió al Gobierno argentino tomar medidas orientadas a garantizar el suministro de electricidad en Argentina. Tales medidas implicaron instruir al ex-Ministerio de Energía y Minería ("MEyM") para desarrollar e implementar, en cooperación con todas las entidades públicas nacionales, un programa coordinado para asegurar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y optimizar el consumo de electricidad por parte de entidades públicas.

Aunque la emergencia declarada por el Decreto N.º 134/2015 finalizó a fines de 2017, el 20 de diciembre de 2019 se promulgó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva N° 27.541, que estableció, entre otras medidas, el congelamiento por 180 días de las tarifas de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal y la renegociación de una revisión tarifaria integral o extraordinaria, permitiendo la intervención administrativa del PEN en los entes reguladores (ENRE y ENARGAS) por un año.

Como respuesta al brote de coronavirus (Covid-19), el 25 de marzo de 2020, el Gobierno argentino publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia 311/2020, que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios públicos de energía eléctrica no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a determinados usuarios, en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, incluyendo a usuarios con aviso de corte en curso. Posteriormente, por medio del Decreto N° 756/2020, publicado el 20 de septiembre de 2020, se estableció que las prestadoras de los servicios de energía eléctrica, entre otras, no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta siete facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Adicionalmente, con fecha 9 de marzo de 2021 fue publicada la Resolución N° 58/2021 emitida por el ENRE que estableció la prohibición del corte del servicio eléctrico a usuarios de las distribuidoras Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. ("EDENOR") y Empresa Distribuidora Sur S.A. ("EDESUR") por deudas previas al 28 de febrero de 2021 que se hayan originado o agravado durante la vigencia del aislamiento social, preventivo y obligatorio. Asimismo, a fin de que los usuarios puedan abonar los consumos actuales evitando incurrir en nuevas deudas, se instruyó a las concesionarias a que emitan la liquidación de servicio público incluyendo únicamente los importes correspondientes a los consumos del período, la carga impositiva y, si corresponde, las cargas municipales.

Asimismo, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 756/2020, se prorrogó el plazo de vigencia del Decreto 311/2020 desde su vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2020, pero no fue renovado y, por ende, ya no se encuentra vigente.

El 18 de diciembre de 2023 el Poder Ejecutivo declaró la emergencia del Sector Energético Nacional mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 55/2023 (el "DNU 55"), en lo que respecta a los segmentos bajo

jurisdicción federal de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, y de transporte y distribución de gas natural. La vigencia de dicha emergencia estaba originalmente prevista hasta el 31 de diciembre de 2024, habiéndose prorrogado mediante el Decreto N° 1023/2024 de fecha 19 de noviembre de 2024 y posteriormente mediante el Decreto N°370/2025, hasta el 9 de julio de 2026. A través de dicho decreto se instruyó a la SE a elaborar, poner en vigencia e implementar un programa de acciones necesarias e indispensables con relación a tales sectores con el fin de establecer los mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia y libre acceso, mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión, para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural en condiciones técnicas y económicas adecuadas para los prestadores y los usuarios de todas las categorías. En tal marco, el DNU 55 dispuso el inicio de un proceso de RTI, con relación a los segmentos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, y habilitó adecuaciones tarifarias transitorias.

Así también, el día 21 de diciembre de 2023 el Presidente de la Nación emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023 (el “DNU 70/2023”) que declaró la emergencia pública en varias materias, incluyendo económica y tarifaria hasta el 31 de diciembre de 2025 e hizo hincapié en la desregulación del comercio, los servicios y la industria. Entre sus títulos más destacables se encuentra el de “Energía”, bajo el que se prevén una serie de reformas al marco normativo del sector energético. El DNU 70/2023 facultó a la SE a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. Este beneficio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, conforme las tarifas vigentes en cada punto de suministro. La SE también tendrá facultades para definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios, determinando los roles y tareas que desempeñarán de manera obligatoria los distintos actores públicos, empresas concesionarias, y otros actores o agentes que integren los sistemas del servicio público de que se trate, en su carácter de responsables primarios.

Al respecto, la Resolución N° 8/2024 de la SE convocó a Audiencia Pública a realizarse el 29 de febrero de 2024 con el objeto de evaluar y dar tratamiento a (1) la redeterminación de la estructura de subsidios vigente a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de electricidad y gas natural, incluyendo la consideración de los subsidios destinados a aquellos usuarios que carecen de conexión a la red de gas natural; (2) su incidencia sobre el precio estacional (PEST) en el MEM, el precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) y el precio del gas propano indiluido por redes; y (3) la readecuación del esquema de subsidios previsto en el Programa Hogares con Garrafa (HOGAR) aprobado por el Decreto N° 470 del 30 de marzo de 2015.

El 8 de mayo de 2024, mediante la Resolución N.º 58/2024 (y sus modificatorias, Resolución N.º 66/2024 y Resolución N.º 77/2024), la Secretaría de Energía estableció un régimen excepcional, temporal y único de pago para el saldo de las transacciones económicas del MEM correspondientes a diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024, destinado a los Acreedores del MEM. La Resolución N.º 58/2024 especificó el método para liquidar las liquidaciones y facturas:

- Las liquidaciones para los acreedores del MEM por las transacciones económicas de diciembre de 2023 y enero de 2024 se liquidarán dentro de los 10 días hábiles desde la fecha de los acuerdos individuales mediante la entrega de títulos públicos “Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038” (BONO US\$ 2038 L.A.). Los montos nominales de cada bono a entregar se calcularán al tipo de cambio de referencia (Com. A3500) basado en el tipo de cambio vigente al cierre del día en que los Agentes Acreedores del MEM acepten formalmente el acuerdo conforme al procedimiento delineado.
- Las liquidaciones para los acreedores del MEM por la transacción económica de febrero de 2024 se liquidarán con los fondos disponibles en las cuentas bancarias autorizadas en CAMMESA para cobranzas y con los fondos disponibles de transferencias realizadas por el Gobierno Nacional al Fondo Unificado destinado al Fondo de Estabilización.

Asimismo, la Resolución N.º 58/2024 instruyó a CAMMESA a preparar y determinar con cada uno de los Deudores del MEM los montos correspondientes a las facturas de venta de electricidad vencidas en febrero, marzo y abril de 2024, respectivamente. Una vez determinados los montos mediante la firma de los respectivos acuerdos individuales, las facturas se liquidarán conforme a los siguientes principios:

- Las facturas de los Deudores del MEM vencidas en febrero y marzo de 2024 se liquidarán en su totalidad mediante planes de pago acordados por CAMMESA con cada agente deudor, los cuales deberán ajustarse a las siguientes condiciones: tasa de mercado del Banco Nación y un plazo de 48 meses.
- Las facturas de los Deudores del MEM vencidas en abril de 2024 deberán liquidarse en su totalidad dentro de los 30 días calendario desde la entrada en vigor de esta resolución.
- Las facturas vencidas en mayo de 2024 deberán liquidarse en su totalidad conforme a los términos y condiciones establecidos en las normativas vigentes.
- El incumplimiento de lo dispuesto en los incisos (b) y (c) descalificará al agente deudor incumplidor de celebrar acuerdos de pago bajo las condiciones establecidas en el inciso (a) o provocará la rescisión del acuerdo si se hubiera establecido antes del incumplimiento.

El 27 de mayo de 2024, mediante el Decreto N.º 465/2024, se estableció la reestructuración de los regímenes nacionales de subsidios energéticos para asegurar una transición gradual, ordenada y previsible hacia un esquema que permita: (i) la transferencia de los costos reales de la energía a los usuarios; (ii) el fomento de la eficiencia energética; y (iii) la garantía de acceso a los usuarios residenciales vulnerables a un consumo esencial de energía, incluyendo electricidad, gas por redes y gas envasado. Se estableció un Período de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados, que se extenderá desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre de 2024.

Este conjunto de medidas adoptas desde el comienzo de la gestión de gobierno iniciada en diciembre de 2023 se orientan a un cambio de paradigma en las políticas públicas relacionadas con la industria. El espíritu está plasmado en la señalada Ley N.º 27742 conocida como “Ley de Bases”, norma que -de alguna manera- sintetiza el programa actual de gobierno, basándose en la libertad de mercado, la competencia y, consecuentemente, la máxima desregulación posible.

En ese sentido, en julio de 2025 se dictó el Decreto N.º 450/2025 que, recogiendo las directrices de la Ley de Bases, adopto medidas tendientes a los propósitos de esta. Entre ellas, pueden citarse distintas modificaciones al Marco Regulatorio Eléctrico, la fijación de un período de 24 meses para la modificación de cualquier otra reglamentación o normativa; la instrucción a la Secretaría de Energía a tomar las acciones necesarias para una transición ordenada, gradual y previsible hacia los objetivos de la Ley N.º 24.065, estableciendo las pautas concretas y necesarias para la concreción de los objetivos establecidos en la Ley de Bases.

Ley 15.336

- Se incorpora la comercialización de electricidad como actividad regulada.
- La electricidad se reconoce como bien jurídico susceptible de comercio, regido por el Código Civil y Comercial.
- Las operaciones de compra y venta se consideran actos civiles y comerciales sujetos a normativa sectorial.
- La jurisdicción nacional alcanza a generación, transmisión y distribución cuando haya interconexión interprovincial, comercio internacional, defensa nacional o uso nuclear.

- Las provincias mantienen facultades sobre concesiones locales, pero sujetas al marco federal, al MEM y al RNI/SADI.

- Nuevo art. 12 bis: prohíbe tributos locales que no sean tasas retributivas efectivas y actos que obstaculicen el traslado de costos del MEM a tarifas, el pago de deudas con CAMMESA o la autosuficiencia del mercado.

- Las concesiones deben permitir la libre elección de proveedor por parte del usuario final.
- En hidroeléctricas:
 - Instalaciones >500 kW requieren concesión.
 - Instalaciones ≤500 kW pueden operar sin concesión.
 - Art. 21 bis: al vencimiento, el Estado debe llamar a licitación nacional e internacional.

- El Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) se redefine: órgano asesor, actuación ad honorem, viáticos a cargo de provincias, reuniones virtuales.

- El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE):
 - Pasa a ser administrado por la Secretaría de Energía.
 - Se financia con un recargo del 2% por kWh en MEM y reembolsos de préstamos.
 - El 19,86% se destina a obras de transporte (Decreto 234/2025).

- Provincias deben acreditar cumplimiento tarifario y pagos en MEM para recibir recursos de fondos subsidiarios y del FEDEL.

- Se crea un fondo unificado con excedentes de empresas estatales y binacionales para obras de transporte y estabilización de precios.

- Se aclara que RNI y SADI son equivalentes y se define al MEM/MEN como el ámbito de transacciones bajo jurisdicción federal.

Ley 24.065

- Se actualizan los objetivos de la política eléctrica:
 - Protección de usuarios y tarifas justas que reflejen costos reales.
 - Promoción de la competencia y de contratos a término (MAT).
 - Diversificación tecnológica e integración internacional.
 - Autosuficiencia económico-financiera del sistema.
 - Procedimientos ágiles que vinculen calidad y precio.
- Se amplía el listado de actores del MEM:
 - Usuarios libres.
 - Generadores distribuidos (Ley 27.424).
 - Comercializadores (compra y venta para terceros).
 - Almacenistas (titulares de instalaciones de almacenamiento con derecho a vender/comprar).
- Distribuidores:
 - Deben contratar al menos 75% de su demanda en el MAT.
 - Responsables de la Función Técnica de Transporte en su área.
 - SE fija criterios de remuneración para generación distribuida.
- Los contratos en el MEM serán libremente negociados entre partes.

- Se prohíben actos anticompetitivos o abusos de posición dominante, en línea con la Ley 27.442.
- Art. 39 bis: toda norma local que obstaculice contratos a término se considera interferencia con la política nacional.
- Ampliaciones de transporte:
 - Obras esenciales no previstas en concesiones pueden incorporarse obligatoriamente (Art. 28 bis).
 - Se habilitan ampliaciones de libre iniciativa y riesgo propio, mediante procesos abiertos y competitivos (Art. 31 bis).
- Exportación e importación: reguladas con procedimientos ágiles, competitivos y transparentes; la SE solo puede objetar por motivos técnicos o de seguridad.
- Fondos y tarifas:
 - La SE puede usar el Fondo Unificado para obras de transporte y estabilización de precios.
 - Tarifas deben discriminar costos de compras spot y MAT, transporte y servicios del OED, sin incluir tributos locales.
- OED: puede reorganizarse como sociedad anónima, con mayoría estatal inicial reducible al 10% pero con poder de veto.
- ENRE → ENARGASyE (Ley 27.742): nuevo ente con facultades ampliadas, potestad sancionatoria y actualización de multas.
- Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA): exceptuada de limitaciones de recuperación de costos operativos.
- Responsabilidad solidaria: provincias, CABA y municipios responden por deudas en el MEM de sus distribuidoras en caso de incumplimientos.

Autoridades Regulatorias

Las principales autoridades regulatorias actualmente a cargo del mercado eléctrico argentino son las siguientes:

- (1) la Secretaría de Energía (SE);
- (2) el ENRE, y
- (3) CAMMESA.

Secretaría de Energía

De conformidad con el Decreto N° 8/2023, la Secretaría de Energía está bajo el control del Ministerio de Economía. A través del Decreto N° 293/2024, se establecieron las funciones de la Secretaría de Energía:

- Intervenir en la formulación y ejecución de la política energética nacional;
- Supervisar planes, programas y proyectos dentro de su área de competencia y gestionar sus aspectos presupuestarios, contables y financieros;
- Participar en la formulación y supervisión del régimen de combustibles y determinar sus precios, según corresponda, de acuerdo con las directrices pertinentes;
- Contribuir al desarrollo de políticas y regulaciones que rigen los servicios públicos en el sector energético, supervisar las agencias y entidades de control de obras públicas o concesionarios de servicios, y redactar

normas regulatorias para licencias de servicios públicos aplicables a los regímenes energéticos federales, en coordinación con las áreas pertinentes de la Administración Pública Nacional;

- Ejercer las funciones de la Autoridad Reguladora de las leyes que rigen las actividades en el sector energético;
- Participar en los mecanismos de fijación de tarifas para los servicios públicos en el sector energético en relación con los subsidios para los usuarios finales, así como en la formulación de estructuras tarifarias relacionadas con la energía. Asistir en el diseño y ejecución de políticas de reembolsos y devoluciones relacionadas con las exportaciones;
- Ejercer las facultades otorgadas a los organismos estatales nacionales bajo la Ley N° 27.007;
- Dirigir la representación en empresas donde la Secretaría tenga participaciones accionarias y ejerza la titularidad, de acuerdo con las directrices establecidas por el Jefe de Gabinete de Ministros;
- Coordinar la gestión de los directores que representan al Estado Nacional en aquellas empresas donde la Secretaría tenga participaciones accionarias y ejerza la titularidad, de acuerdo con las directrices proporcionadas por el Jefe de Gabinete de Ministros.
- Intervenir en la promoción del uso de nuevas fuentes de energía e incorporar el suministro hidroeléctrico convencional;
- Asistir al Ministro en la formulación de políticas, planes y programas sobre energías renovables, eficiencia energética, electromovilidad, biocombustibles, hidrógeno, transición energética, minerales asociados a la transición y nuevas tecnologías de bajo carbono, y promover la promulgación y/o modificación de regulaciones aplicables a estos temas;
- Participar, dentro de su área de competencia, en la planificación de políticas, planes y programas destinados a reducir la contaminación ambiental y alcanzar los objetivos de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) comprometidos por el país;
- Representar a la Secretaría en el Consejo Federal de Energía Eléctrica;
- Participar en la definición de la política nuclear, en todos los asuntos relacionados con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo del combustible, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de actividades nucleares, particularmente en relación con la generación de energía nuclear;
- Participar en la negociación y celebración de acuerdos de cooperación internacional e interjurisdiccional en el sector energético en los que la Nación sea parte y supervisar su implementación;
- Promover y celebrar acuerdos con entidades públicas y privadas y participar en negociaciones con organizaciones nacionales e internacionales en el sector energético;
- Representar al Estado Nacional en el Consejo Federal de Energía Eléctrica ("CFEE");
- Asistir al Ministerio en la investigación y desarrollo tecnológico en diversas áreas del sector energético;
- Ejercer el control tutelar sobre el ENRE, el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS"), la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica ("UESTEE"), y la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE); y
- Asistir al Ministro en el control tutelar de la Comisión Nacional de Energía Atómica ("CNEA").

ENRE

El ENRE es una entidad autónoma creada conforme a la Ley N° 24.065, actualmente bajo la jurisdicción del Ministerio de Economía. Dicha agencia está investida con los siguientes poderes regulatorios y jurisdiccionales, entre otros:

- Asegurar el cumplimiento de la Ley de Energía Eléctrica y sus disposiciones complementarias;
- Supervisar la prestación de servicios públicos y hacer cumplir los términos de los contratos de concesión;
- Adoptar normas aplicables para generadores, transportistas, distribuidores, usuarios de electricidad y otras partes relacionadas en cuanto a seguridad, normas y procedimientos técnicos, medición y facturación del

consumo de electricidad, interrupción y reconexión del suministro, acceso de terceros a propiedades afectadas por la industria eléctrica, y la calidad de los servicios prestados;

- Prevenir prácticas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre los participantes de la industria eléctrica;
- Establecer tarifas para los contratos de concesión de transporte y distribución de jurisdicción federal;
- Imponer sanciones según lo dispuesto en la Ley de Energía Eléctrica y los contratos de concesión, asegurando la adhesión a los principios de debido proceso en todos los casos; y
- Mediar en conflictos entre agentes y participantes del sector eléctrico y entre estos y los usuarios residenciales.

El ENRE es normalmente gestionado por un consejo de administración compuesto por cinco miembros nombrados por el Gobierno Argentino. Dos de ellos son propuestos por el Consejo Federal Asesor de Energía Eléctrica (el "Consejo Federal Asesor"). El Consejo Federal Asesor se financia con un porcentaje de los ingresos obtenidos por CAMMESA por cada MWh vendido en el mercado. El sesenta por ciento (60%) de los fondos recibidos por el Consejo Federal Asesor se destina al Fondo Subsidiario para Compensaciones Tarifarias Regionales a Usuarios Finales, del cual el Consejo Federal Asesor distribuye fondos a las provincias que cumplieron con ciertas disposiciones tarifarias específicas. El cuarenta por ciento (40%) restante se invierte en el desarrollo de servicios eléctricos en las provincias.

A finales de 2019, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que declaró la emergencia pública en términos de tarifas y energía (entre otras áreas), facultó al Poder Ejecutivo para intervenir administrativamente en el ENRE por un período de un año. La intervención del ENRE se estableció mediante el Decreto N° 277/2020 y estuvo sujeta a sucesivas prórrogas implementadas por los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022.

En consecuencia, mediante el Decreto N° 277/2020 del 17 de marzo de 2020, el ENRE fue puesto bajo intervención administrativa hasta el 31 de diciembre de 2020, y los miembros de su Consejo de Administración fueron suspendidos de sus funciones a partir de la fecha de entrada en vigor de la ley. La intervención del ENRE estuvo sujeta a sucesivas prórrogas implementadas por los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022.

Cabe señalar que el 8 de julio de 2024, la Ley de Bases creó el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad ("Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad") que, una vez establecido, reemplazará y asumirá las funciones del ENRE y del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Sin embargo, hasta que se establezca la nueva entidad, el actual ENRE y ENARGAS continuarán desempeñando sus respectivas funciones. (criterio ratificado por Decreto N°452/2025).

CAMMESA

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro creada por el Decreto N° 1.192/1992, sobre la base de la figura del Despacho Nacional de Cargas, según lo previsto en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CAMMESA es responsable del despacho y la operación de la red nacional y la gestión de las transferencias económicas en el MEM. Sus accionistas poseen una participación del 20% cada uno y son los siguientes (i) Estado Nacional; (ii) la asociación que representa las empresas de generación; (iii) la asociación que representa las empresas de transmisión; (iv) la asociación que representa las empresas de distribución; y (v) la asociación que representa los GU.

La Secretaría de Energía (SE) es la titular y ejerce los derechos correspondientes a las acciones estatales de CAMMESA. Actualmente, la Secretaría de Energía de la Nación es la Lic. María Carmen Tettamanti, quien representa al Estado en su carácter de accionista.

En el plano societario, la Lic. María Carmen Tettamanti ocupa la Presidencia del Directorio de CAMMESA. La conducción se completa con los siguientes cargos y representantes.

<u>Cargo</u>	<u>Nombre y Apellido</u>
Presidente	Lic. María Carmen Tettamanti
Vicepresidente	—
Directores Titulares	Ing. Rubén Turienzo
	Ing. Gabriel Ures
	Ing. Jorge Lemos
	Dr. Fernando Alejandro Pini
	Cdor. Federico Méndez
	Lic. Oscar Emilio Dorez
	Ing. Gabriel Pablo Vendrell
	Ing. Eduardo Beloqui
Directores Suplentes	Cdor. Damián E. Sanfillipo
	Gustavo Banderet
	Lic. María Soledad Barbini
	Ing. Cristian Vargas
	Ing. Raúl Stasi
	Ing. Jorge Alejandro Tarchini
	Ing. Carlos Esteban Borga
	Cdor. Pablo Matías Zurro
	Ing. Edgardo Adrián Marchesi
	Ing. Bruno Aníbal Brunetti

A pesar de que CAMMESA no es una compañía con participación mayoritaria estatal; (i) generalmente recibe los fondos del Estado, (ii) tiene un propósito público; y (iii) numerosas decisiones se toman a base a las instrucciones de la SE. En mayor profundidad, a partir de la Resolución SE 2022/2005, CAMMESA está sujeta, por parte de la SE, a (a) instrucciones regulatorias; (b) mandatos regulatorios; y (c) instrucciones por cuenta y orden. Ese estado de cosas cambió, dentro de los lineamientos de la actual gestión de gobierno con el dictado de la Resolución 150/2024 de la Secretaría de Energía que derogó su precedente 2022/2005.

CAMMESA funciona como la entidad encargada de despacho, y es responsable por el despacho de energía y el funcionamiento de la red, así como el manejo de las transacciones económicas del MEM. En este sentido, actúa principalmente como intermediario al recolectar las sumas de dinero de los deudores del sistema (es decir, de distribuidores y GU) y los entrega a los acreedores (es decir, los generadores). Por lo general, lo obtenido de distribuidores y GU no es suficiente para pagar las deudas, por lo tanto, el Gobierno Nacional cancela las deudas a través de fondos gubernamentales y subsidios. Asimismo, esta compañía interviene en la compraventa de energía eléctrica en el extranjero; compra y administra combustibles para los generadores del MEM (de acuerdo con el artículo

8 de la Resolución SE N° 95/2013 y el artículo 4 de la Resolución SE N° 529/2014 y sus modificatorias); controla la operación del mercado a término en base a las necesidades y con el fin de optimizar el uso de la energía; y se encarga del envío de electricidad al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”), maximizando la seguridad y calidad de la electricidad y minimizando los precios. No obstante, mediante la Resolución N°21/2025 de la Secretaría de Energía, se dejó sin efecto el rol asumido por CAMMESA en la etapa anterior, en la cual centralizaba la compra de combustibles para generación, reinstaurando la posibilidad de los actores -al menos en el spot- de adquirir sus combustibles.

CAMMESA es administrada por un directorio formado por representantes de sus accionistas. El directorio de CAMMESA está compuesto por diez directores titulares y diez directores suplentes. Cada una de las asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión y distribución y a los GU tiene derecho a designar a dos directores titulares y dos directores suplentes de CAMMESA. Los otros directores de CAMMESA son el director de la SE, quien es a su vez presidente del directorio en virtud de la delegación de la SE, y un miembro elegido conjuntamente entre la SE y los representantes de las empresas de generación, transmisión y distribución y de los GU, que actúa como vicepresidente. Las decisiones adoptadas por el directorio requieren el voto favorable del presidente del directorio. Los costos operativos de CAMMESA se financian a través de aportes obligatorios de los agentes del MEM.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular los sistemas eléctricos bajo jurisdicción provincial, dentro de sus respectivos territorios, y son las autoridades de aplicación a cargo de otorgar y controlar las concesiones de transporte y distribución de electricidad provincial dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al SADI, también debe cumplir con reglamentaciones federales. En términos generales, las provincias adhieren a los lineamientos regulatorios federales y establecen instituciones similares (excepto por el rol de CAMMESA). Por otra parte, es muy poco habitual que existan sistemas eléctricos provinciales aislados y la mayor parte de los actores provinciales se conectan al SADI y compran y venden electricidad en el MEM.

Participantes Clave

La Ley N° 24.065 enunció a los participantes clave que interactúen en el MEM. Los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios son agentes del MEM. Los comercializadores son considerados participantes, si bien no alcanzan la categoría de agente del MEM. la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés general en la medida que esté afectada al servicio público de transmisión y distribución de electricidad, pero realizada en el marco de un mercado competitivo. En tal sentido, de acuerdo con el Decreto 1398/1992, la actividad de generación de energía eléctrica, por responder al libre juego de la oferta y la demanda, debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

Generadores

Los generadores son empresas que operan y son dueños de centrales de generación de electricidad y que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI.

Dentro del MEM la actuación de un generador es: (a) física, como responsable de la operación central; y (b) comercial, como vendedor en el Mercado Spot y en el MAT (Mercado a Término) mediante contratos a término celebrados con distribuidores, grandes usuarios y otros grandes compradores como CAMMESA (actualmente, no se pueden celebrar nuevos contratos según la Resolución N.º 95/2013).

Además, los generadores están sujetos a las normas de programación y despacho establecidas en las resoluciones y administradas por CAMMESA. Los generadores privados también pueden acceder a contratos directos con distribuidores o con GU. Sin embargo, esta posibilidad fue suspendida por la Resolución SE N° 95/2013, con excepción del Programa de Energía Plus y los contratos de suministro de energía renovable. La suspensión de los contratos entre generadores y GU se mantuvo sin cambios hasta el 28 de enero de 2025, cuando, a través de la Resolución SE N° 21/2025 se exceptuaron de dicha suspensión a los generadores, autogeneradores y cogeneradores

de fuente convencional térmica, hidroeléctrica y nuclear cuya habilitación comercial opere a partir del 01 de enero de 2025.

A la vez, la Resolución N° 95/2013 centralizó la gestión comercial y entrega de combustible en CAMMESA. Fuera de un período corto en el que se permitió la gestión propia de los combustibles, la centralización se mantuvo sin cambios. La Resolución SE N° 21/2025 permitió, con vigencia a partir del 1 de marzo de 2025, que los generadores puedan autogestionarse su combustible a cuyos efectos podrán declarar su costo variable de producción (CVP). Se exceptúa de tal facultad a los generadores con contratos de abastecimiento con CAMMESA.

Asimismo, mediante la Resolución N.º 400/2025, de fecha 20 de octubre de 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 MAT-ER 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.

Este marco exige que los generadores térmicos asuman progresivamente la gestión de su propio abastecimiento de combustibles, recuperando los costos asociados a través del Mercado Spot o del Mercado a Término. Dadas las restricciones del Plan Gas (vigente hasta 2028) y las limitaciones en el transporte de gas, se establecieron reglas transitorias para el acceso a los combustibles, manteniéndose CAMMESA como proveedor de última instancia. El esquema también permite que los generadores declaren los CVP con el objeto de fomentar un despacho competitivo y la recuperación de costos. Asimismo, los ajustes en la estructura de precios buscan valorizar la capacidad instalada e incentivar nuevas inversiones.

La Demanda Estacional de los Distribuidores del MEM comprende a los usuarios residenciales y no residenciales, excluyendo a los Grandes Usuarios bajo obligación de suministro del Distribuidor (GUDI), y será abastecida principalmente a través de la “Generación Asignada”, que incluye contratos de suministro vigentes en el MEM (renovables y térmicos), generación hidroeléctrica nacional, generación nuclear e importaciones oportunistas. La demanda residencial tendrá prioridad en el uso de dicha generación, mientras que, para la cobertura de la demanda no residencial, los distribuidores deberán complementar su abastecimiento mediante compras en el Mercado Spot o contratos en el Mercado a Término. Los costos asociados se trasladarán a través de precios estacionales estabilizados. A fin de garantizar el suministro, los distribuidores deberán cubrir al menos el 75% de su demanda estacional mediante contratos, complementando la Generación Asignada con acuerdos en el Mercado a Término. CAMMESA evaluará los requerimientos de reserva de corto y mediano plazo para asegurar la incorporación de capacidad adicional en el MEM.

Por último, la Resolución SE N.º 501/2025, complementó el proceso de normalización del MEM al habilitar a los productores adheridos al Plan Gas a transferir parcial o totalmente a los generadores los volúmenes contratados

bajo contratos celebrados con CAMMESA. Dichos volúmenes transferidos se consideran gas autogestionado a los efectos del despacho, permitiendo a los generadores declarar su CVP para competir en el despacho. Dicha resolución también establece límites para la declaración del CVP, mantiene las obligaciones operativas del Plan Gas y confirma que la remuneración de dichos volúmenes se registrará por el esquema de precios del Mercado Spot. Esta medida refuerza la transición hacia una gestión descentralizada del combustible y los mecanismos competitivos introducidos por la Resolución SE N.º 400/2025.

La evolución reciente del sistema eléctrico argentino demuestra el papel vital y estratégico de la generación térmica. Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y gasoil, o carbón) no necesitan una concesión del Poder Ejecutivo Nacional para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión del Poder Ejecutivo Nacional, en tanto se trate del aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública cuando la potencia normal que se conceda exceda de 500 kilovatios. A pesar de que las provincias son las dueñas de los afluentes en cuestión, es el Estado nacional quien tiene jurisdicción sobre aquel en todo lo atinente a su aprovechamiento hidroeléctrico.

Términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., 30 años) cuando el dique es propiedad del Estado Nacional o cualquier gobierno provincial y la opción a favor del concedente de extender o renovar el plazo de la concesión por una cantidad determinada de años. Por lo general, el concesionario efectúa un pago inicial al Gobierno Nacional o al provincial por única vez a cambio de los derechos otorgados en la concesión y paga periódicamente un canon y/o regalías al respectivo gobierno de la provincia en la que está situado el río, a cambio del uso de este recurso hídrico. Normalmente, estos cánones periódicos varían según la energía generada.

Transportistas

El transporte de energía eléctrica es una actividad caracterizada como servicio público. Las empresas transportistas tienen una concesión del Estado Nacional para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista hasta los distribuidores. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (“STEEAT”), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución troncal (“STEEDT”), que opera a 132/220 kV y conecta a los generadores, distribuidores y GU dentro de la misma región. La Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (“Transener”) es la única compañía a cargo del STEEAT, y existen seis compañías regionales dentro del STEEDT (Litsa, Transnoa, Transnea, Transpa, Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (“Transba”) y Distrocuyo). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STEEAT o del STEEDT.

Los servicios de transporte y distribución se llevan a cabo a través de concesiones. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la ampliación del sistema. Las concesiones de transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el ENRE. Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no cumple con estos criterios, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro. Las empresas generadoras sólo pueden construir líneas para conectarse a la red de suministro. Los usuarios pagan por la nueva capacidad de transporte contratada por ellos o en su nombre. El ENRE debe llevar a cabo un proceso de audiencia pública para estos proyectos, y luego emitir un “Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública”. Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar libre acceso a todos aquellos terceros que quieran ingresar al SADI siempre y cuando cumplan con el sistema regulado de tarifas a menos que exista una restricción de capacidad.

Distribuidores

La distribución de energía eléctrica también es una actividad caracterizada como servicio público. Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los usuarios finales, y deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, por una tarifa (VAD) y en virtud de condiciones establecidas en el Marco Regulatorio de la Electricidad y su respectivo contrato de concesión. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de falta de suministro. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (“SEGBA”), EDENOR, EDESUR y Empresa Distribuidora La Plata (“EDELAP”), representan más del 41% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas compañías de distribución (Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe y Energía de Misiones) permanecen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas. Por su parte, EDELAP fue transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires.

El Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (“OCECBA”) supervisa el cumplimiento por parte de los distribuidores de la Provincia de Buenos Aires, incluidos Eden, Edes y Edea, así como los distribuidores municipales, de las disposiciones de sus respectivos contratos de concesión.

Se otorgaron concesiones de distribución y venta minorista, con términos específicos para el concesionario establecidos en el contrato. Los períodos de concesión se dividen en “períodos de administración” que le permiten al concesionario abandonar la concesión en determinados intervalos.

Cabe mencionar que, a través de la Resolución N° 307/2023 del ENRE publicada el 21 de marzo de 2023 se dispuso la intervención de control y fiscalización de EDESUR por el plazo de 180 días a partir de la notificación del acto. Según el ENRE, la distribuidora incumple en forma recurrente y sistemática con los parámetros de calidad media y, ante eventos de magnitud, los procedimientos operativos de atención de reclamos y reposición de suministros fracasan reiteradamente, denotando déficits de recursos, de planificación operativa y de inversiones. Paralelamente, el interventor del ENRE presentó en sede judicial una denuncia penal por la presunta comisión de los delitos de defraudación de los derechos acordados (art. 173, inc. 11 del Código Penal), abandono de personas (art. 106 del Código Penal) y entorpecimiento de los servicios públicos (art. 194 del Código Penal), debido a la prestación deficiente del servicio público, marcada por las masivas interrupciones del suministro en el área concesionada. Actualmente, el plazo de intervención se encuentra vencido.

Grandes Usuarios del MEM

El MEM clasifica a los grandes usuarios de energía en tres categorías: (1) Grandes Usuarios Mayores (“GUMA”), (2) Grandes Usuarios Menores (“GUME”) y (3) Grandes Usuarios Particulares (“GUPA”).

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes necesidades en lo que respecta a las compras para satisfacer su demanda de energía. Por ejemplo, los GUMA están obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de abastecimiento y el resto en el mercado spot, mientras que los GUME y GUPA están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de abastecimiento.

Comercializadores

Por último, la Ley N° 24.065 considera la existencia de los comercializadores, quienes realizan la compra o venta de energía eléctrica para terceros y por cuenta y orden de terceros en el MEM.

Recién a través del Decreto N° 186/1995 el Poder Ejecutivo Nacional reconoció la calidad de participante del MEM a: (i) las empresas que obtengan autorización de la SE para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales; (ii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, comercialicen energía eléctrica en bloque; y (iii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, exploten instalaciones utilizadas en Función de Vinculación Eléctrica, también denominada Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica.

A través de la Resolución N° 21/1997, según fuera modificada, el entonces Secretario de Energía y Puertos reguló el ingreso de participantes del MEM, y el régimen de comercialización del MEM, excluyendo a los agentes reconocidos del MEM de ser comercializadores dentro del MEM.

Límites y restricciones

A los fines de preservar la competencia en el mercado de la electricidad, los participantes del sector de electricidad se encuentran sujetos a restricciones verticales y horizontales (de conformidad con el artículo 31 de la Ley N° 24.065), dependiendo del segmento del mercado en el cual operan.

Restricciones verticales

Las restricciones verticales se aplican a empresas que tienen la intención de participar simultáneamente en distintos sub-sectores del mercado de la electricidad. Estas restricciones verticales fueron impuestas por la Ley N° 24.065 y se aplican de modo diferente dependiendo de cada sub-sector de la siguiente manera:

Generadores

(i) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ningún generador, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o controlante de una empresa transportista; y

(ii) En virtud del artículo 9 del Decreto N° 1.398/1992, dado que una empresa distribuidora no puede ser propietaria de unidades de generación, el titular de unidades de generación no puede ser propietario de concesiones de distribución. Sin embargo, los accionistas del generador de electricidad pueden ser propietarios de una entidad que sea titular de unidades de distribución, ya sea por sí o a través de otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de distribución.

Transportistas

En virtud del artículo 30 de la Ley N° 24.065, las empresas transportistas no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

Distribuidores

(i) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa de distribución, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, puede ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa transportista; y

(ii) En virtud del artículo 9 del Decreto N° 1.398/1992, una empresa de distribución no puede ser propietaria de unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de la empresa distribuidora de electricidad pueden ser propietarios de unidades de generación, ya sea por sí o a través de cualquier otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de generación.

Definición de control

El término “control” mencionado en el artículo 31 de la Ley N° 24.065 (que establece restricciones verticales), no se encuentra definido en el Marco Regulatorio de la Electricidad. No obstante, el artículo 33 de la Ley General de Sociedades establece que “*se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; o (2) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los*

especiales vínculos existentes entre las sociedades.” Sin embargo, no podemos asegurar que los entes reguladores de la electricidad aplicarán este estándar de control al implementar las restricciones descriptas precedentemente.

El marco regulatorio descripto precedentemente prohíbe la titularidad o el control en forma simultánea de (1) empresas de generación y de transporte, y (2) empresas de distribución y de transporte.

Restricciones horizontales

Además de las restricciones verticales descriptas precedentemente, las empresas de distribución y transmisión se encuentran sujetas a restricciones horizontales, tal como se describió más arriba.

Transportistas

(i) De conformidad con el Artículo 32 de la Ley N° 24.065, dos o más empresas transportistas pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo empresario sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa transportista pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte de electricidad;

(ii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las empresas privadas que operan líneas de transporte con una capacidad mayor a 132Kw y menor a 140Kw, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión; y

(iii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por la empresa privada que opera los servicios de transporte de alta tensión con una capacidad igual o mayor a 220 Kw, la empresa debe prestar el servicio en forma exclusiva y tiene derecho a prestar el servicio en todo el país, sin restricciones territoriales.

Distribuidores

(i) De conformidad con el artículo 32 de la Ley No. 24.065, dos o más empresas de distribución pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo económico sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa de distribución pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte o distribución de electricidad; y

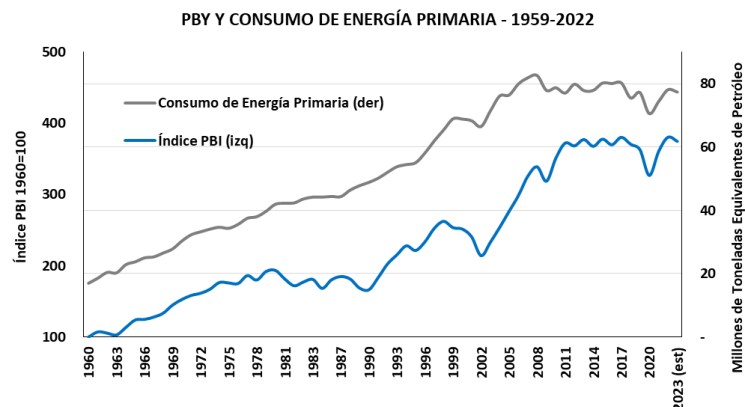
(ii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por empresas privadas que operan las redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

Estructura Energética Argentina

Características estructurales del Sector Energético

La demanda y consumo energético en la Argentina tienen correlación positiva con el PBI, como sucede en otros países con desarrollo económico intermedio. Esta correlación implica que, a mayor crecimiento económico, la demanda energética consolidada de todos los productos energéticos también se incrementa. La evolución inversa cuando decrece la economía, también se cumple, aunque con menor intensidad ya que a disminución de la actividad económica se produce una reducción del consumo energético, pero de menor magnitud.

El crecimiento histórico del consumo energético tuvo un promedio anual de 2,6% desde 1959 hasta 2022, y un promedio anual normalizado de solo 0,7% anual desde la gran crisis de 2002. Tras la importante caída de consumo energético y del PBI en 2020 de 8,6% y 9,9% respectivamente, se produjo una reversión relevante en 2021 de 5,4% y 10,3% respectivamente. Para 2022 indicaron una recuperación de alrededor del 3,1% en consumo energético, y 5,5% del PBI.



Los cambios de políticas económicas influyen en el consumo energético. En 2018 la recesión de 2,6% -tras la buena marcha de 2017 con 2,8%- con temperaturas inferiores a las del año previo en meses de verano, impactaron en la demanda de energía, que se redujo 6,0% interanual. En 2019 pese a la nueva caída del PBI de 2,1% respecto a 2018, se produjo un incremento en el consumo energético de 2,2% respecto a 2018, con influencia de tarifas de gas y electricidad congeladas desde inicios de año, y precios de combustibles congelados desde agosto 2019.

Las consecuencias de las medidas de restricción en la pandemia COVID 19, impactaron en la economía argentina. Durante 2020, las medidas de aislamiento derivaron en una contracción económica histórica de 9,9%. La reducción en el consumo energético también fue histórica, con 8,6% pese a bajas temperaturas del invierno en relación con el invierno 2019.

En 2021, la economía se recuperó 10,3% anual según el INDEC, con incremento de 5,3% en consumo energético. En 2022 el PBI creció 5,5% y el consumo de energía 5,0%, con temperaturas más frías que las históricas en mayo y junio 2022. El consumo de energía en 2023 se situó en torno a 0,9% inferior a 2022, con temperaturas moderadas, y de la economía con promedio 1,5% inferior a 2022.

Los cambios macroeconómicos iniciados en diciembre 2023 incluyeron como un ítem esencial al retiro de subsidios energéticos de gas y electricidad, con inicio de recomposición de tarifas energéticas desde febrero 2024 a pesar de la recesión económica incipiente.

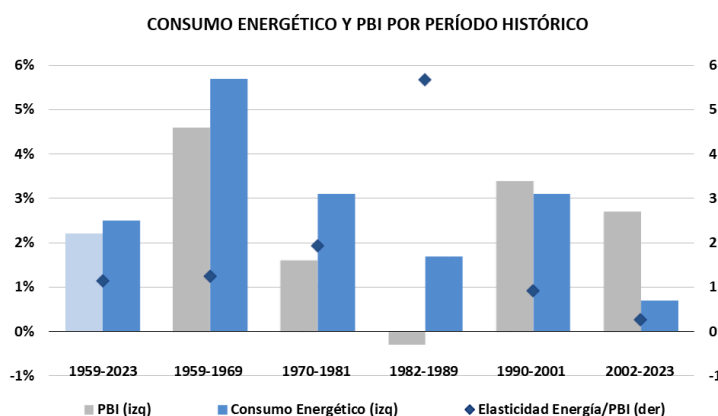
El crecimiento del consumo energético entre 2003 y 2010 fue resultado de un crecimiento económico elevado, impulsado por segmentos Residencial y Comercial de demanda de productos energéticos, como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente de electricidad. El estancamiento económico entre 2011 y 2020, con alternancia entre años positivos y negativos similares, redujo la tasa de crecimiento del consumo energético del período previo. Probablemente, los bajos precios y tarifas de combustibles, gas y electricidad de aquellos años hayan incentivado el consumo, aunque probaron ser insostenibles para la macroeconomía argentina.

La elasticidad del consumo energético en relación con el PBI en los últimos dos grandes ciclos político-económicos – década de 1990 y de 2000-2023 - es menor a décadas previas. Las restricciones a la demanda energética por suministro insuficiente, y la necesidad de importar energía para complementar la oferta local, tuvieron impacto en la economía. Si existiera un proceso de crecimiento económico sólido en el futuro, la necesidad de abastecimiento energético sin dudas será creciente y mayor al de los últimos veinte años.

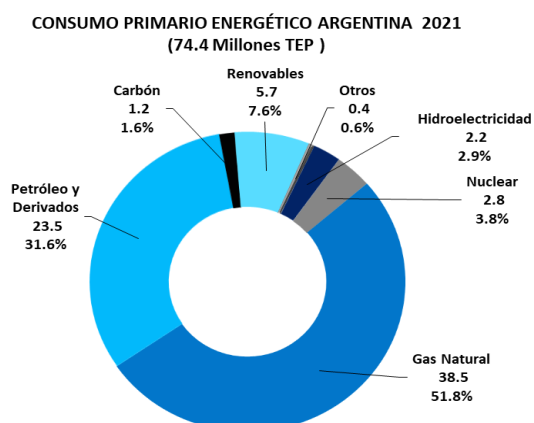
[Firma manuscrita]

PERÍODO HISTÓRICO-ECONÓMICO	PBI ANUAL	CONSUMO ENERGÉTICO	ELASTICIDAD ENERGÍA/PBI
1959-2023	2.2%	2.5%	1.1
1959-1969	4.6%	5.7%	1.2
1970-1981	1.6%	3.1%	1.9
1982-1989	-0.3%	1.7%	5.7
1990-2001	3.4%	3.1%	0.9
2002-2023	2.7%	0.7%	0.3

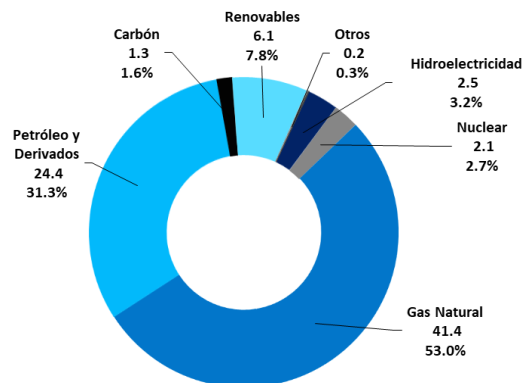
Las restricciones de abastecimiento de productos energéticos como gas natural en el último ciclo de crecimiento económico hasta 2011 a pesar del crecimiento moderado de demanda energética, generaron problemas en el suministro efectivo a la demanda. La prioridad de abastecimiento de consumidores del segmento Residencial-Comercial de gas y electricidad con la recuperación industrial de PyMEs, dio lugar a restricciones y menor crecimiento del consumo energético de grandes consumidores.



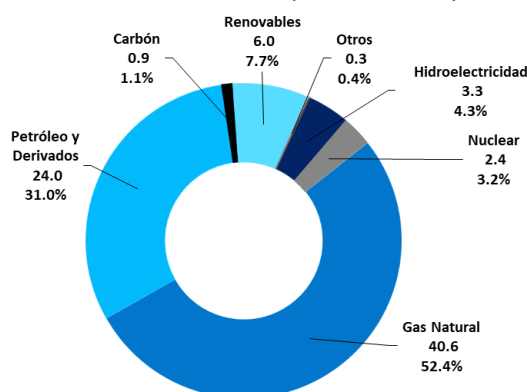
La estructura del consumo primario energético en la Argentina es dependiente de los hidrocarburos fósiles, con 86,8% en 2016, 86,5% en 2017, 85,8% en 2018, 86,1% en 2019, 85,4% en 2020, 85,1% en 2021. En 2022 la tendencia no se modificó, con 86,0%. Cambios poco significativos para 2023, alrededor de 84,5% por incremento de oferta hidroeléctrica y nuclear en el sector eléctrico junto a un crecimiento más moderado de fuentes renovables. El porcentaje de fuentes de origen fósil se redujo levemente en los últimos años tanto por la obligación impuesta a refinadores de combustibles de incorporar porcentajes crecientes de biodiesel y bioetanol en el gas oil y naftas, como por la incorporación de plantas de generación eólica y solar. Si bien el proceso de incorporación de plantas eléctricas de fuentes renovables continúa, es inferior al de años previos por saturación de líneas de transmisión eléctrica.



CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2022
(78.1 Millones TEP)



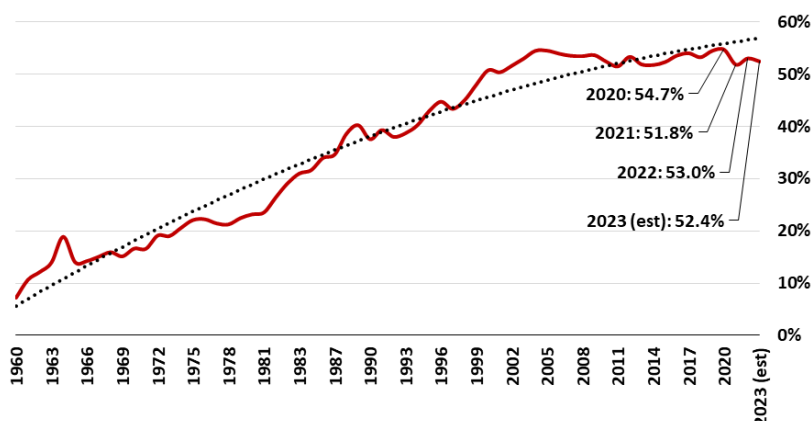
CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA
PROVISORIO ESTIMADO 2023 (77.47 Millones TEP)



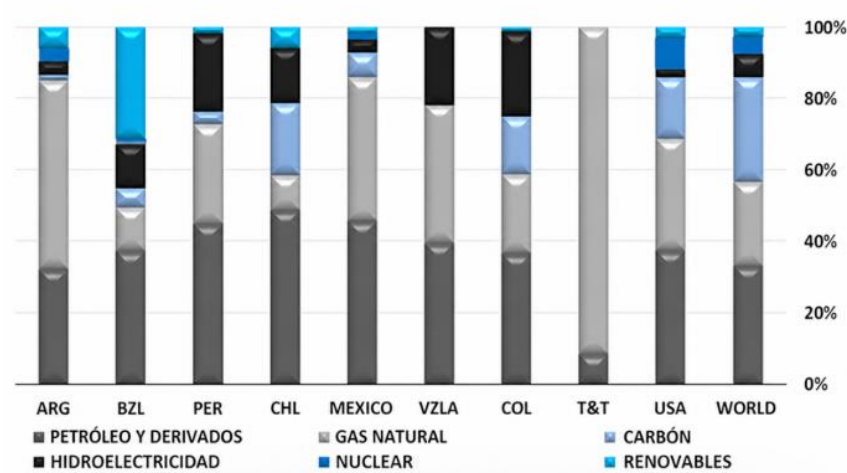
Por la naturaleza, característica y costo de las inversiones necesarias, existe dificultad en modificar la estructura de consumo primario energético en el corto plazo en favor de fuentes hidroeléctricas, nuclear, o renovables. Igualmente, las diferentes administraciones mantienen políticas de incremento de fuentes renovables en el abastecimiento eléctrico, a pesar del financiamiento escaso y limitaciones en líneas de transmisión eléctrica.

La participación del gas natural en el consumo energético primario (53,2% en 2018, 54,5% en 2019, 54,7% en 2020, 51,8% en 2021, 53,0% en 2022, y un alrededor de 52,4% en 2023), fluctúa en función de las cantidades importadas de gas natural desde Bolivia, Gas Natural Licuado (GNL), y producción local desde distintas cuencas. A pesar de la mayor producción de 2019, y 2021-2023, la demanda de gas continúa parcialmente insatisfecha en meses de invierno en segmentos como Industrial y Generación Termoeléctrica. En el invierno 2020 se evidenció un mayor déficit de oferta por la reducción de producción comercial local de gas – el mayor porcentaje de caída anual de las últimas décadas –, que se mitigó parcialmente por la recuperación de cuenca Neuquina en los inviernos 2021 y 2022.

PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA EN ARGENTINA

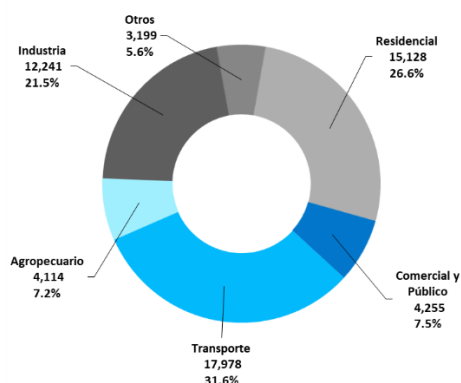


CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA

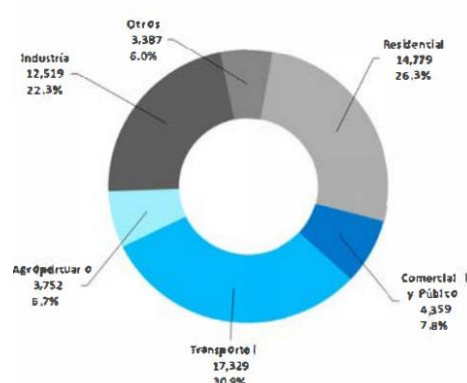


El Consumo Energético Final en la Argentina –esto es, el Consumo Primario Energético neto de las pérdidas intrínsecas en producción y transporte de productos energéticos primarios, y de la transformación en productos energéticos finales, se distribuye en forma equilibrada entre Transporte, Industria y Residencial/Comercial. Esta distribución es similar a otros países en desarrollo con territorio extenso y tamaño medio de población.

ARGENTINA - CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2022 (56.9 Millones TEP)



ARGENTINA - CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2023 (56.1 Millones TEP)



Como síntesis, pueden detallarse las siguientes características particulares de la demanda y oferta energética en la Argentina:

- Estructura sesgada hacia el petróleo y gas, característica de grandes exportadores de hidrocarburos como Medio Oriente, Rusia, países exportadores de LNG de África, o Venezuela.

- Adicionalmente, posee la particularidad que entre 50 y 55% del consumo primario interno de energía se basa en gas natural a pesar de restricciones a la demanda potencial en meses de invierno, si bien esta característica aparece mitigada (o próxima a mitigarse) con el avance de la producción no convencional de hidrocarburos y el crecimiento de la infraestructura de transporte de gas natural. La restricción de abastecimiento final de gas puede llevar a la sustitución por otros combustibles como gas oil, fuel u otros líquidos en generación eléctrica y algunas industrias, y a restricciones directas a la actividad en algunas ramas industriales.

- La penetración de gas en el consumo energético es relevante para los estándares mundiales, solo superada por pocos países con producción excedentes de gas natural destinado a la exportación.

- Recuperación de oferta local en gas y petróleo desde fin de 2020, en consonancia con tendencia de recuperación económica hasta inicios de 2023.

- Aumento continuo de oferta de hidrocarburos en cuenca Neuquina, y reducción en las restantes cuencas productivas del país.

- Recuperación de inversión en petróleo y gas tras la crisis económica de 2020. El Plan Gas.Ar permitió detener el proceso de caída productiva y saturar la capacidad de transporte desde cuenca Neuquina en 2021-2023, a pesar del ingreso del nuevo gran gasoducto desde esta cuenca en agosto 2023.

- El Plan Gas.Ar fue extendido a fin de 2022 hasta diciembre 2028, con ampliación de volúmenes para completar las dos primeras etapas del nuevo gasoducto desde Neuquén hasta el oeste de Buenos Aires, y ampliación de tramos finales.

- Recuperación de demanda energética de segmentos industrial, transporte y comercial tanto en gas como en electricidad, desde fin de 2020 hasta inicios de 2023.

- El congelamiento de tarifas de gas y electricidad dispuesta mediante Decretos de Necesidad y Urgencia de diciembre 2019 se extendió en 2020 y tuvo un ajuste de solo 9% en el primer semestre de 2021. Si bien se implementaron ajustes adicionales inferiores a la evolución de la inflación, solo a fin de 2022 se inició un ajuste mayor para reducir el déficit fiscal y subsidios para cierto segmento de ingresos elevados de los consumidores. En 2022 y 2023 se aprobaron ajustes parciales en márgenes de transporte y distribución de gas y electricidad para permitir mantener la operación.

- La revisión tarifaria integral postergada para 2023, no se realizó. La nueva administración la inició en el segundo trimestre de 2024, resultando esperable que, de prosperar la senda hacia el camino de la normalización, los mecanismos de ajuste tiendan a identificarse con los previstos originalmente a principios de la década del 90'.

Estructura de demanda y suministro de energía eléctrica

Estructura de la Oferta Eléctrica en la Argentina

El parque de generación eléctrica en la Argentina evolucionó de modo dispar a lo largo de la historia, con diferentes periodos de incremento de la oferta en respuesta a las políticas para satisfacer la demanda de las distintas administraciones.

CAMMESA reporta la existencia de 43.351 MW nominales instalados y habilitados comercialmente a fin de diciembre 2024 comparados con 43.774 MW en diciembre 2023, con una caída de 0,97% por la baja de 423 MW.

Comparado con 2022, las incorporaciones de 2023/2024 (alrededor de 1%) fueron principalmente cierre de ciclos combinados con incorporación de unidades turbo vapor, unidades renovables eólicas y solares. La potencia disponible operativa durante el verano 2023/2024 se sitúa en torno a 31.000 MW-32.000 MW –inferior a la demanda máxima de potencia, aunque con disponibilidad de importaciones, principalmente desde Brasil-, con reserva técnica rotante de 7,2% del orden de 2.050 MW. La ausencia de ajustes de remuneración razonables a unidades sin contratos de potencia firme agudizó el incremento de indisponibilidad de unidades térmicas.

En los últimos años, el sistema eléctrico argentino ha registrado máximos históricos de demanda de potencia que reflejan el crecimiento sostenido del consumo:

En 2021, se alcanzó un pico de 28.231 MW.

En 2022, ese valor fue desplazado por un nuevo máximo de 28.283 MW.

En 2023, se registró un pico de 29.105 MW.

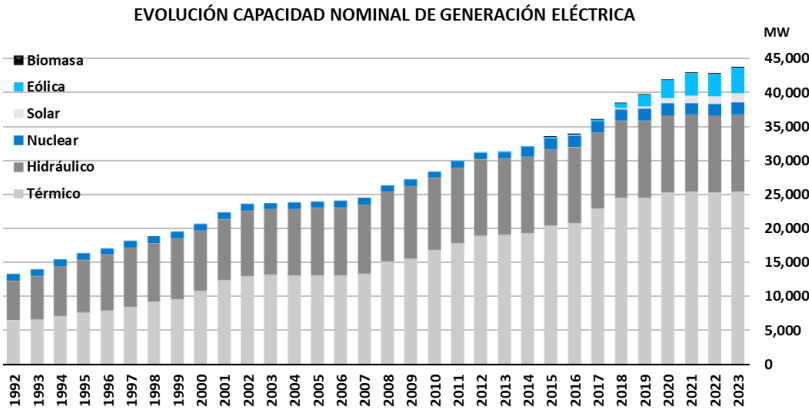
En 2024, la marca de 2023 fue nuevamente superada, llegando a 29.653 MW.

Finalmente, en 2025, la demanda de potencia alcanzó un nuevo máximo histórico de 30.257 MW.

Esta evolución demuestra que, año tras año, los picos de consumo se superan y ponen de manifiesto la necesidad de contar con una matriz energética cada vez más robusta, diversificada y flexible, capaz de sostener el crecimiento de la demanda y asegurar la confiabilidad del suministro en escenarios de alta exigencia.

En la Siguiente tabla se puede observar la evolución de los incrementos en la matriz generadora Argentina desde 1990 hasta 2023:

INCREMENTO OFERTA NOMINAL (MW) - DATOS NOMINALES							
PERÍODO	TÉRMICO	HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	EÓLICA SOLAR	TOTAL PERÍODO	DISTRIBUCIÓN POR REGIMEN REGULATORIO
1992-2023	18,642	5,098	750	151	5,071	29,712	
1992-2001	5,945	3,183	0	0	0	9,128	30.7%
2002-2015	7,703	1,734	725	17	195	10,375	34.9%
2016-2023	4,994	181	25	134	4,876	10,209	34.4%



Por su menor costo y tiempo de ejecución, en las últimas décadas prevalecieron los proyectos termoeléctricos, aunque requiriendo suministro de gas natural y combustibles líquidos. La incorporación de generación termoeléctrica

encontró restricciones de provisión de combustibles fósiles de producción local entre 2004 y 2017, en particular de gas natural. Por esto, las administraciones desde 2016 procuran brindar incentivos a la producción y ampliar la capacidad de transporte de gas. Durante la etapa de iniciativa privada de desregulación del Sector Eléctrico en la década de 1990, los inversores privados concentraron la ampliación de la oferta en generación termoeléctrica. Tras la crisis del régimen regulatorio del Sector Eléctrico en el 2002, las inversiones continuaron con intervención del Estado, también expandiendo la oferta en generación termoeléctrica. El Estado había reanudado en 2004 obras de terminación de la central hidroeléctrica Yacyretá, aunque su operación fuera de condiciones de diseño llevó a daño parcial en sus 20 turbo grupos, en curso de reparación desde entonces. También la central nuclear Atucha II fue completada entre 2002 y 2015, aunque con baja confiabilidad y alta indisponibilidad en su despacho.

Entre 2016 y 2019 se lanzó la contratación de nueva potencia de origen termoeléctrico y fuentes renovables. La inversión en nueva oferta termoeléctrica se logró mediante contratos de disponibilidad de potencia y remuneración de despacho de energía con 10 y 15 años de extensión con CAMMESA, remunerados en dólares estadounidenses pagados al tipo de cambio oficial. También se incorporaron unidades renovables con contratos de 20 años con CAMMESA, para la adquisición de la energía despachada pagada en dólares estadounidenses pagados al tipo de cambio oficial, para unidades eólicas, solar, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas.

El incremento de la oferta de generación eléctrica desde 1992, se concentra en un 30,7% entre 1992 y 2001 de mercado eléctrico desregulado. No obstante, la parálisis inversora tras la crisis del régimen contractual y regulatorio desde 2002, el desabastecimiento grave de suministro eléctrico de 2007 motorizó proyectos de generación con intervención y financiamiento estatal. Existió una incorporación de potencia de generación relevante en 2002-2015 – en especial desde 2008- que constituye el 34,9% del total incorporado desde 1992. Entre 2016 y 2023, la potencia incorporada asciende a 10.209 MW con 34,4% del total adicionado desde 1992, por el impulso dado en 2016 y 2017 ya que en 2019 volvió a interrumpirse la corriente inversora en nuevos proyectos. En los tres períodos indicados, la expansión se concentró en generación termoeléctrica. Entre 2016 y 2019 se gestó la incorporación de unidades de fuentes renovables algunos pocos de cuyos proyectos continúan ingresando, con retrasos.

La oferta hidroeléctrica creció 81,4% desde 1992 por incorporación de Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú en Comahue, y terminación de Yacyretá en el Noreste. La oferta termoeléctrica creció 274% desde 1992 con períodos de fuerte aceleración, y el parque nuclear aumentó 74,6%. En 1992 no existían generadores de origen renovable.

Desde febrero 2006 los datos del Sistema Patagónico se reportan en el Sistema Integrado Argentino, detallados en la siguiente tabla. Hasta febrero 2006, las unidades en Patagonia se encontraban desvinculadas del Sistema Argentino de Interconexión Eléctrica.

POTENCIA NOMINAL BRUTA INSTALADA (Datos en MW a Diciembre de cada año)					
DATOS MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - SISTEMA PATAGÓNICO					
AÑO	TÉRMICO			HIDROELÉCTRICO	TOTAL OFERTA NOMINAL
	TG	CC	SUBTOTAL		
1992	254	0	254	540	794
1993	254	0	254	540	794
1994	254	0	254	540	794
1995	255	0	255	494	749
1996	331	0	331	494	825
1997	322	0	322	494	816
1998	322	0	322	519	841
1999	317	0	317	519	836
2000	258	0	258	519	777
2001	258	68	326	519	845
2002	196	63	259	519	778
2003	196	63	259	519	778
2004	196	63	259	519	778
2005	196	63	259	519	778

9

CAPACIDAD NOMINAL (Datos en MW a diciembre de cada año)											
SISTEMA INTEGRADO - MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA											
AÑO	TÉRMICA					HIDROELÉCTRICA	NUCLEAR	BIOMASA	SOLAR	EÓLICA	TOTAL NOMINAL
	TG	TV	DI	CC	SUBTOTAL						
1992	4,857	1,518	82	84	6,541	5,721	1,005				13,267
1993	4,836	1,597	84	84	6,601	6,384	1,005				13,990
1994	4,836	2,128	84	84	7,132	7,309	1,005				15,446
1995	4,867	2,683	4	144	7,698	7,629	1,005				16,332
1996	4,783	2,943	4	144	7,874	8,230	1,005				17,109
1997	4,752	3,143	4	550	8,449	8,748	1,005				18,202
1998	4,548	3,161	4	1,513	9,226	8,668	1,005				18,899
1999	4,515	2,698	4	2,365	9,582	8,925	1,005				19,512
2000	4,515	2,032	4	4,238	10,789	8,925	1,005				20,719
2001	4,515	2,039	4	5,856	12,414	8,925	1,005				22,344
2002	4,521	2,223	4	6,271	13,019	9,586	1,005				23,610
2003	4,521	2,339	4	6,296	13,160	9,628	1,005				23,793
2004	4,526	2,317	4	6,299	13,146	9,699	1,005				23,850
2005	4,496	2,277	4	6,299	13,076	9,939	1,005				24,020
2006	4,463	2,264	4	6,363	13,094	10,009	1,005				24,108
2007	4,573	2,359	26	6,363	13,321	10,226	1,005				24,552
2008	4,438	3,512	267	6,935	15,152	10,233	1,005				26,390
2009	4,438	3,744	398	7,046	15,626	10,604	1,005				27,235
2010	4,438	3,588	607	8,185	16,818	10,604	1,005				28,427
2011	4,445	3,493	1,131	8,725	17,794	11,135	1,005		1	7	29,942
2012	4,451	4,036	1,347	9,191	19,025	11,175	1,005		6	109	31,320
2013	4,451	4,061	1,388	9,191	19,091	11,176	1,010		8	162	31,447
2014	4,451	4,309	1,415	9,191	19,366	11,178	1,525		8	187	32,264
2015	4,451	4,981	1,784	9,227	20,443	11,178	1,730	17	8	187	33,564
2016	4,451	5,251	1,834	9,227	20,764	11,240	1,755	17	8	187	33,971
2017	4,451	6,006	2,003	10,436	22,896	11,243	1,755	22	8	227	36,150
2018	4,451	7,237	1,808	11,034	24,531	11,288	1,755	23	191	750	38,538
2019	4,251	7,411	1,653	11,245	24,560	11,310	1,755	46	439	1,609	39,719
2020	4,251	6,298	1,693	13,120	25,362	11,344	1,755	108	759	2,623	41,951
2021	4,251	5,956	1,688	13,503	25,398	11,345	1,755	139	1,060	3,291	42,988
2022	4,251	5,828	1,696	13,500	25,275	11,359	1,755	143	1,086	3,009	42,927
2023	4,251	5,291	1,660	14,235	25,437	11,359	1,755	151	1,366	3,705	43,773
Julio 2024	3,781	4,966	1,559	14,807	25,113	11,359	1,755	156	1,467	3,939	43,789

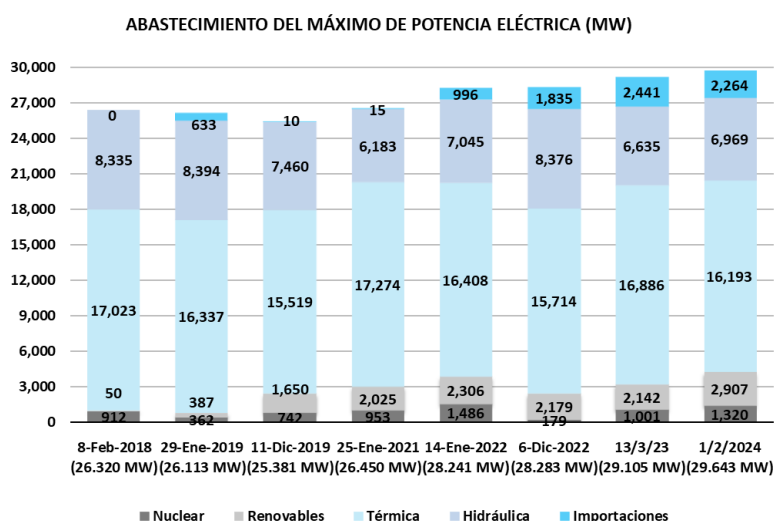
La Potencia Instalada Nominal se concentra en generación termoeléctrica, aunque su indisponibilidad es elevada en relación con otras fuentes de generación, a excepción de la nuclear que evidencia indisponibilidad recurrente por mantenimientos programados y también intempestivos. Una cantidad no menor de unidades termoeléctricas muestra indisponibilidad recurrente y no se encuentra en condiciones confiables de despacho, incluyendo el período de invierno en que las restricciones de combustibles reducen la potencia efectiva disponible. Puede verse la potencia instalada a diciembre 2023 y su evolución respecto a 2022 en las siguientes tablas:

9

CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - DICIEMBRE 2022												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS/ BIOMASA	TOTAL	%
CUYO	120	114	384	40	658	0	1,154	312			2,124	4.9%
COMAHUE	0	501	1,490	96	2,087	0	4,769		253	2	7,111	16.6%
NOA	261	725	1,945	349	3,280	0	218	703	158	5	4,364	10.2%
CENTRO		626	789	51	1,466	648	919	71	128	21	3,253	7.6%
GBA-LIT-BAS	3,870	3,565	8,591	833	16,859	1,107	945		1,195	45	20,151	46.9%
NEA	0	12	0	328	340	0	2,745			71	3,156	7.4%
PATAGONIA	0	286	301	0	587	0	607		1,575		2,769	6.5%
MÓVIL											0	0.0%
TOTAL	4,251	5,829	13,500	1,697	25,277	1,755	11,357	1,086	3,309	144	42,928	100.0%
% TERMICOS	16.8%	23.1%	53.4%	6.7%	100.0%							
% TOTAL					58.9%	4.1%	26.5%	2.5%	7.7%	0.3%	100.0%	

CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - DICIEMBRE 2023												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS/ BIOMASA	TOTAL	%
CUYO	120	114	384	40	658	0	1,154	512			2,324	5.4%
COMAHUE	0	501	1,490	64	2,055	0	4,769		253	2	7,079	16.5%
NOA	261	699	1,945	343	3,248	0	220	736	194	5	4,403	10.3%
CENTRO		626	721	53	1,400	648	919	118	240	21	3,346	7.8%
GBA-LIT-BAS	3,870	3,053	9,395	804	17,122	1,107	945		1,443	53	20,670	48.2%
NEA	0	12	0	328	340	0	2,745			71	3,156	7.4%
PATAGONIA	0	286	301	0	587	0	607		1,575		2,769	6.5%
MÓVIL											0	0.0%
TOTAL	4,251	5,291	14,236	1,632	25,410	1,755	11,359	1,366	3,705	152	43,747	101.9%
% TERMICOS	16.8%	20.9%	56.3%	6.5%	100.5%							
% TOTAL					58.1%	4.0%	26.0%	3.1%	8.5%	0.3%	100.0%	

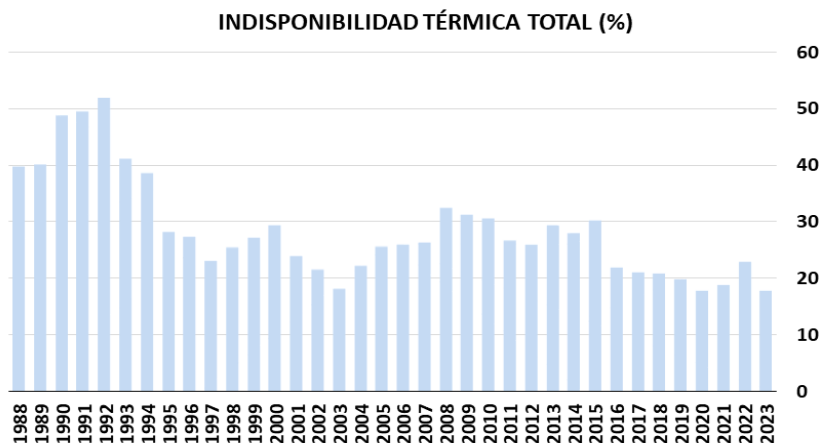
En febrero de 2024 se alcanzó un nuevo registro máximo de potencia eléctrica, con 713 MW de excedentes de capacidad de generación, con indisponibilidad que presentó 6.417 MW térmicos más 740 MW hidroeléctricos y 437 MW nucleares. A pesar de esta indisponibilidad, el aporte termoeléctrico fue 16.193 MW sin superar el despacho récord del parque termoeléctrico de 17.274 MW del 25 de enero de 2021.



Durante los días fríos de los inviernos 2019 y 2020 se comprobó que la incorporación de nueva potencia eléctrica mejoró con amplia capacidad disponible, solo limitada por disponibilidad de combustibles. El respaldo de

9

potencia se revirtió desde 2020 hasta la fecha debido a que la insuficiente remuneración a la potencia y energía que despacha al mercado spot junto con la finalización de contratos de potencia con CAMMESA que no se renovaron, incrementó la indisponibilidad de estas unidades.



La indisponibilidad termoeléctrica había mejorado hasta 2018-2019, pero desde 2021 se deteriora en generadores con unidades que no cuentan con una proporción importante de contratos de venta de potencia con CAMMESA. Estas unidades no tuvieron fondos para inversiones en mantenimiento necesarias, que habían recibido hasta 2018/2019. Un ajuste de estas remuneraciones a fin de 2022 y durante 2023 e inicios de 2024 - , no aparece como suficiente hacia el futuro, ya que no alcanzan a reflejar el incremento de costos, que mayormente siguen la evolución del dólar estadounidense y los impuestos vinculados.

Desde los últimos meses de 2021 hasta 2022, CAMMESA reportó en sus Informes Mensuales la disminución de disponibilidad del parque térmico, con una mejora en algunas unidades en 2023 con incorporación de unidades nuevas, que permitió mitigar la indisponibilidad de unidades más antiguas, como se refleja en la tabla más arriba.

El incremento de potencia disponible había mejorado hasta 2019-2021 con el ingreso de centrales nuevas. En 2021 se incorporó de la unidad de cogeneración de Terminal 6 en que participa Central Puerto S.A., y la operación estable de la cogeneración de Renova en la que participa una de las Co-Emisoras. En 2022 no hubo incorporaciones relevantes, con retraso de algunos meses en el ciclo combinado de Ensenada de Barragán de Pampa Energía-YPF.

Entre las incorporaciones térmicas de 2023, se cita el cierre de ciclo combinado Ensenada de Barragán que comenzó su operación comercial en febrero 2023 adicionando 279 MW netos

Adicionalmente, en 2024, diferentes empresas de las Co-Emisoras comenzaron la operación comercial de las siguientes centrales térmicas:

- Cierre de Ciclo por 154 MW en unidades turbo vapor en la Central Térmica Ezeiza en Buenos Aires. En esta central se adicionó una TG de 54 MW en diciembre 2023 y 2 turbinas de vapor que totalizan 100 MW comenzó en abril de 2024.
- Cierre de Ciclo por 121 MW adicionales con unidades turbo vapor en la Central Térmica Modesto Maranzana, en Córdoba. En esta central se adicionó una TG de 54 MW en junio 2024 y 1 turbina de vapor de 67 MW comenzó en diciembre de 2024.
- El proyecto de cogeneración de la Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco de 133 MW en la provincia de Santa Fe, en asociación con *Louis Dreyfus Company* – productor de aceite y crushing de soja - En esta

[Handwritten signature]

central se adicionaron dos TG de 54 MW cada una en junio 2024, totalizando 108 MW y, en julio 2025 se adicionó una turbina de vapor de 25 MW.

Infraestructura Eléctrica

Existen tres grandes centros de oferta de generación eléctrica en la Argentina:

- Ciudad Autónoma de Buenos Aires-Gran Buenos Aires-Litoral (en Litoral incluimos Salto Grande);
- Comahue; y
- Noreste.

Otros centros de generación relevantes son el Noroeste, y crecientemente el sur de la provincia de Buenos Aires.

Históricamente, la oferta y la demanda eléctrica estaban vinculados por un sistema radial hacia Buenos Aires, con riesgos de inestabilidad en diversas regiones de reciente crecimiento de demanda con generación local insuficiente, como Cuyo, Noroeste en Salta, Centro y Gran Buenos Aires. Durante la Administración del 2002 al 2015 se realizaron grandes inversiones en una expansión del sistema de transmisión eléctrico en 500 kV con tendido periférico de líneas de extra alta tensión en 550 kV:

- NOA-NEA;
- Nueva línea Litoral-Buenos Aires;
- Comahue-Cuyo; y
- Patagonia Sur.

En la administración del 2015 al 2019 no se realizaron nuevas líneas de transmisión eléctrica de extra alta tensión, ni tampoco en la administración 2020-2023 debido a la restricción financiera del país y la incertidumbre regulatoria. La inversión se concentró en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión de menor tensión, para reforzar abastecimiento a ciertas regiones del país como el Noreste, Noroeste, y la provincia de Buenos Aires, o para dar acceso a ciertos proyectos eólicos y solares que saturaron la capacidad libre de acceso a la transmisión eléctrica.

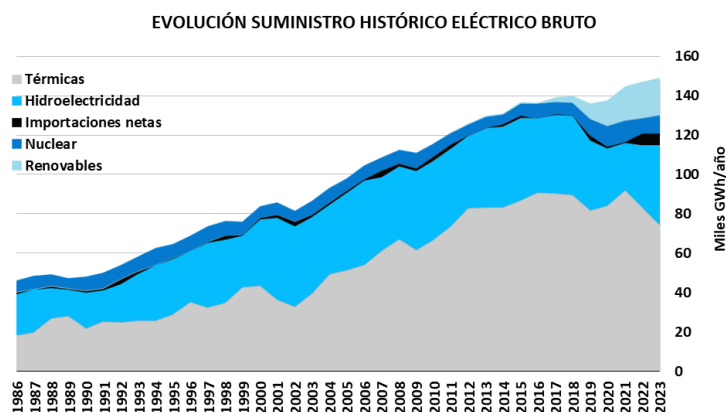
A pesar de anuncios tras un inédito black out total el 16 de junio de 2019 que afectó a todo el país y países vecinos, la administración que asumió en diciembre 2019 no logró concretar la construcción de nuevas líneas de transmisión que se intentaron licitar en 2019, ni un anuncio de una gran nueva subestación en el acceso al Gran Buenos Aires con empresas de China, tras los cortes de suministro en CABA-GBA en enero 2022.

La actual administración indicó que las nuevas inversiones en transmisión eléctrica no serán realizadas por el Estado Nacional sino por inversores privados mediante esquemas de iniciativa privada, cuya reglamentación y seguridad regulatoria deberá ser aun establecida y detallada.

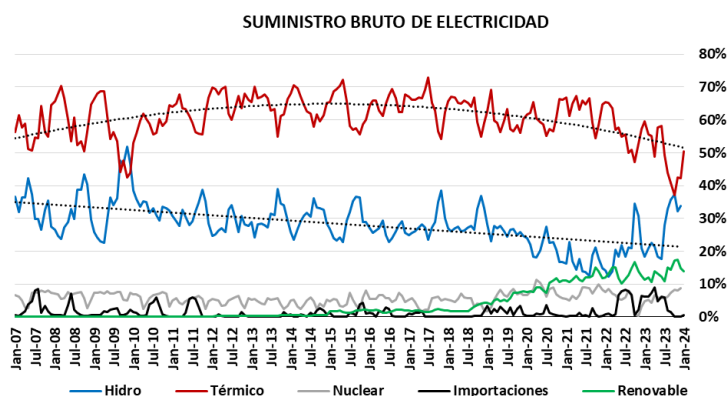
Es necesario construir líneas que alivien la congestión que sitúa al límite a las líneas existentes en el eje Centro-Litoral-GBA, y líneas más cortas en Buenos Aires y Santa Fe. Asimismo, si la administración decidiera que el sistema debe continuar incorporando nuevas unidades de origen renovable, será imprescindible ampliar o construir nuevas líneas de transmisión desde la Patagonia, o desde el sur de Buenos Aires, o desde Cuyo y Noroeste, ya que la capacidad actual es insuficiente para absorber esa eventual nueva oferta. Algunas unidades de generación renovable

no pueden despachar simultáneamente con unidades termoeléctricas por insuficiente capacidad de transmisión en líneas del Noroeste o Patagonia.

La Demanda Bruta de Electricidad para los mercados interno y externo – incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución y el consumo propio en unidades de generación rotante –, se sustentó en el suministro termoeléctrico en las últimas décadas, acompañado con un leve incremento de la oferta hidroeléctrica por la incorporación de la etapa final de la Central Hidroeléctrica Yacretá desde el 2006. Desde 2017 se incorpora la generación renovable, con relevancia creciente.



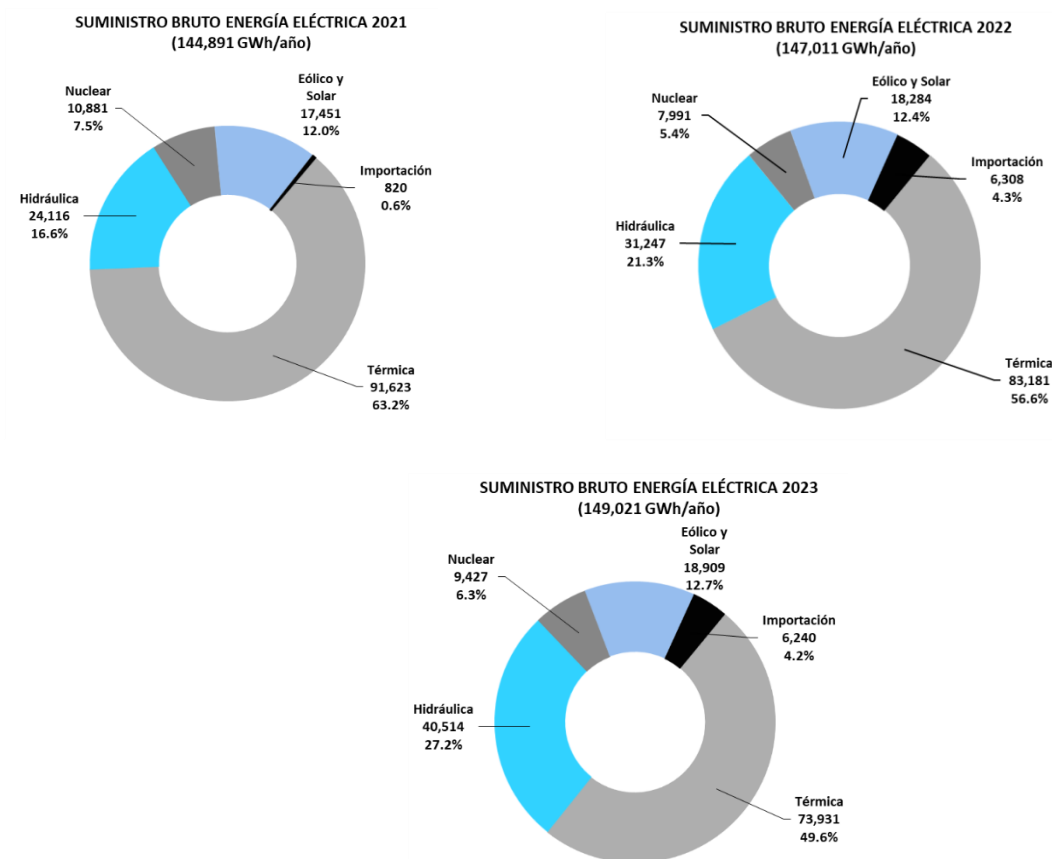
La oferta hidroeléctrica varía considerablemente entre los diferentes meses del año, y entre diferentes años influida por períodos de sequía: 2021 fue el año de menor aporte hidroeléctrico desde 1993 extendiendo la reducción de oferta hasta el invierno 2022, en que parece haberse modificado el patrón de bajos aportes. Asimismo, varía entre años debido a la mayor o menor oferta de lluvias en el Noreste, o de lluvias y nieve en el Comahue, Cuyo, y Noroeste en menor medida.



La participación del sector hidroeléctrico desde el invierno 2009 hasta inicios de 2010 – hasta 50% –, marcó el máximo para esta fuente, inusual en la Argentina. Esto naturalmente redujo la importación de combustibles para generación térmica. Aquella situación excepcional de oferta hidroeléctrica no se repitió, y por el contrario se verificaron años con sequías pronunciadas que encarecieron el suministro eléctrico.

2017 y 2018 contaron con buen aporte hidroeléctrico, reduciéndose desde 2019 en 11,5%, y 17,7% adicional en 2020. La sequía simultánea en Comahue, Noreste, y Cuyo en 2021 produjo una reducción de 17,1% en 2021 (39,6% menos respecto a 2018). La sequía extendida hasta mitad de 2022 tuvo una mejora en los últimos meses con recuperación interanual 29,6% en 2022. En 2023 la mejora hidroeléctrica se consolidó con otro incremento de 29,6% sobre el 2022.

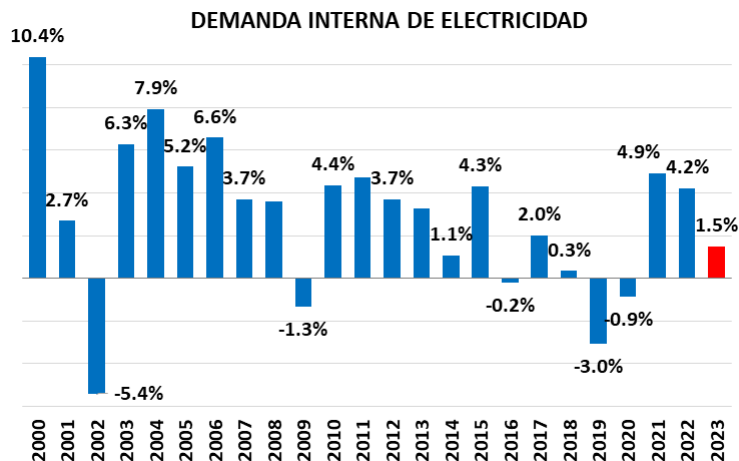
[Firma manuscrita]



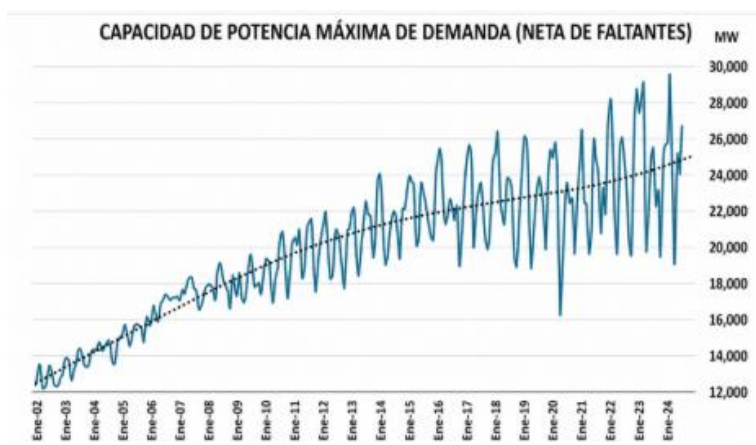
La demanda de energía eléctrica mostró entre 2016 y 2020 una desaceleración de la tendencia de crecimiento, por incrementos tarifarios y bajo crecimiento económico. La tendencia se profundizó en 2019 con temperaturas invernales moderadas y crisis económica. Durante 2020, la contribución de exportaciones a Brasil en los últimos meses llevó a un repunte de 1,2% respecto a 2019, con la demanda del mercado interno reducida por efectos del aislamiento sanitario.

La demanda interna bruta de electricidad se redujo 3,0% en 2019, y 0,9% en 2020, con fuerte recuperación de 4,9% en 2021 y 4,2% en 2022. La reactivación económica desde 2021 llevó a una expansión de la demanda interna importante que se extendió hasta inicios de 2023. En 2023, el desaceleramiento económico y temperaturas más templadas llevaron a una reducción de la tasa interanual a 1,5%.

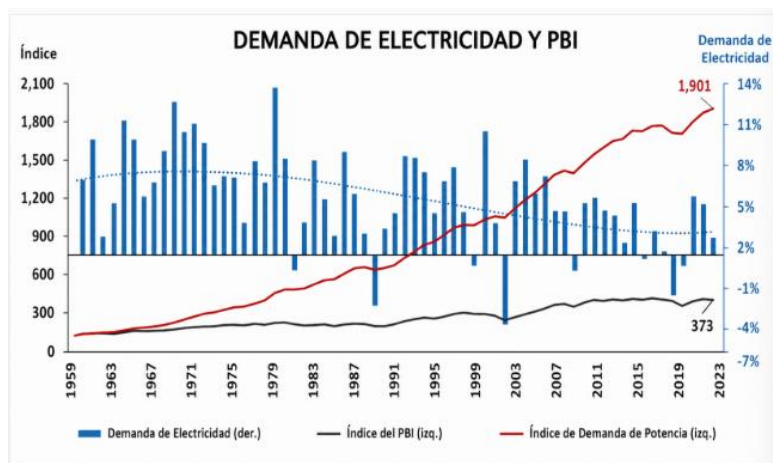
En la siguiente tabla podemos ver la demanda interna de electricidad a partir de los años 2000:



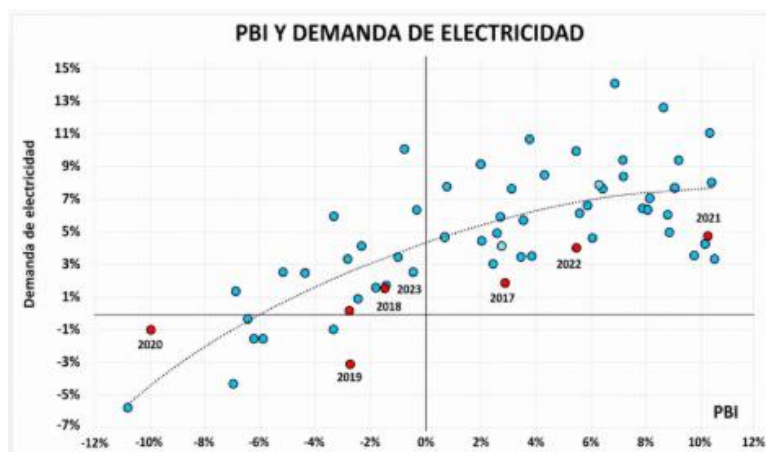
La tendencia de largo plazo muestra morigeración de la demanda de electricidad en períodos de caída de la economía como 2016, 2018, 2019 o 2020, con influencia de los ajustes tarifarios que se implementaron hasta febrero 2019 para mejorar parcialmente la cobertura del costo de abastecimiento eléctrico. En 2020 el efecto de las medidas para controlar la pandemia COVID 19 produjo una reducción de demanda en segmentos industrial y comercial. El inicio de 2024 muestra una reducción en la demanda eléctrica, por menor actividad económica, ajustes tarifarios, y menores temperaturas en marzo respecto al extraordinario marzo 2023.



La correlación entre evolución del PBI y demanda eléctrica muestra dispersión, aunque puede concluirse que ante reducción fuerte del PBI la demanda eléctrica se reduce relativamente poco. Igualmente debe considerarse que, en un entorno de crecimiento económico bajo, la demanda eléctrica crece a tasas mayores al PBI.

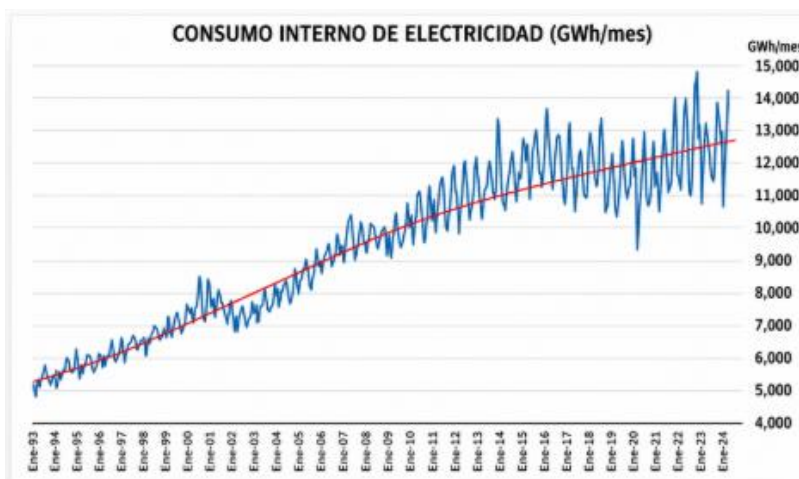


[Handwritten signature]



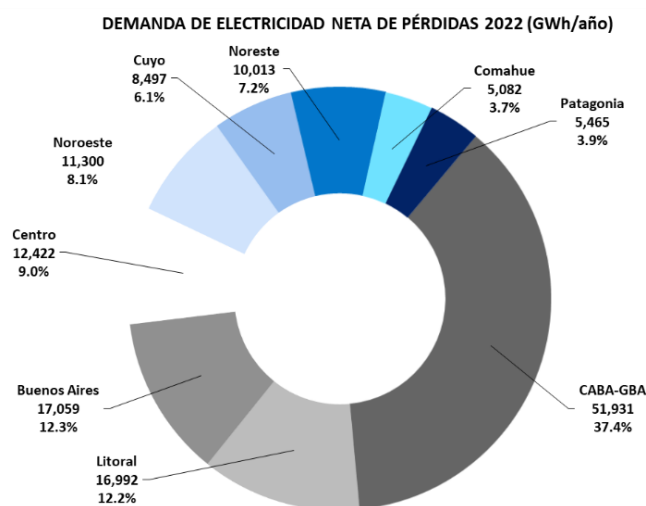
CAMMESA divide a la Argentina en Regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de características socioeconómicas, y de integración de cada subsistema eléctrico. La demanda se localiza concentrada en el área CABA-Gran Buenos Aires-Litoral, que representó 62,2% de la demanda eléctrica total del país en 2021 y 62,0% en 2022 al reabrirse actividades principalmente en el Gran Buenos Aires en 2021 y 2022.

En 2023 se mostraron variaciones menores de un 61,8% en la región central del país, con alto crecimiento en regiones como Noroeste, y Noreste superiores al resto de las regiones. Los cambios de la presente estructura no serán materiales en el futuro, por lo que las inversiones de abastecimiento eléctrico se concentrarán en las regiones GBA-CABA-Litoral.

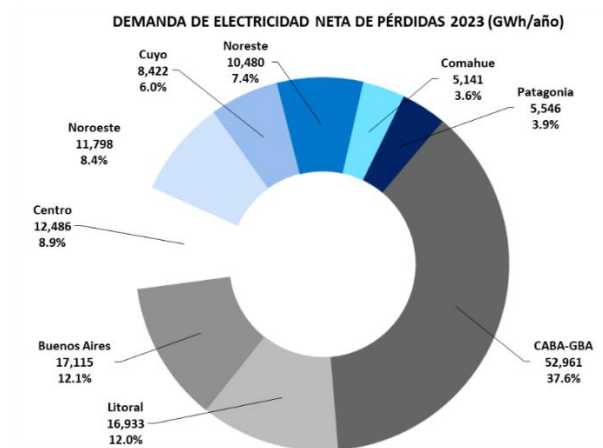


[Handwritten signature]

DEMANDA ENERGÍA POR REGIÓN NETA DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - 2022							
REGIÓN	GWh/año	DISTRIBUCIÓN		VARIACIÓN 2022/2021		VARIACIÓN 2022/2020	
CABA-GBA	51,931	37.4%	37.4%	1,280	2.5%	3,545	7.3%
Litoral	16,992	12.2%	49.7%	530	3.2%	1,647	10.7%
Buenos Aires	17,059	12.3%	62.0%	879	5.4%	2,585	17.9%
Centro	12,422	9.0%	70.9%	830	7.2%	1,336	12.0%
Noroeste	11,300	8.1%	79.1%	604	5.6%	867	8.3%
Cuyo	8,497	6.1%	85.2%	500	6.3%	549	6.9%
Noreste	10,013	7.2%	92.4%	173	1.8%	408	4.2%
Comahue	5,082	3.7%	96.1%	163	3.3%	265	5.5%
Patagonia	5,465	3.9%	100.0%	-78	-1.4%	253	4.8%
TOTAL	138,761	100.0%	100.0%	4,881	3.6%	11,454	9.0%

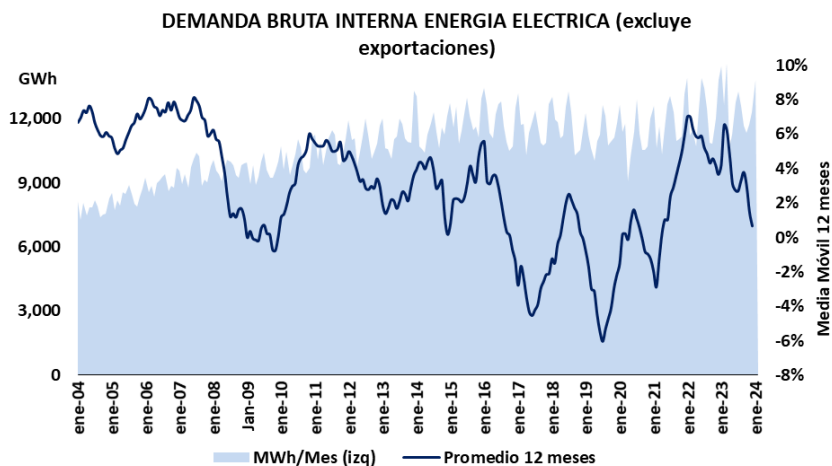


DEMANDA ENERGÍA POR REGIÓN NETA DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - 2023							
REGIÓN	GWh/año	DISTRIBUCIÓN		VARIACIÓN 2023/2022		VARIACIÓN 2023/2021	
CABA-GBA	52,961	37.6%	37.6%	1,030	2.0%	2,310	4.6%
Litoral	16,933	12.0%	49.6%	-59	-0.3%	471	2.9%
Buenos Aires	17,115	12.1%	61.8%	56	0.3%	935	5.8%
Centro	12,486	8.9%	70.6%	64	0.5%	894	7.7%
Noroeste	11,798	8.4%	79.0%	498	4.4%	1,102	10.3%
Cuyo	8,422	6.0%	85.0%	-75	-0.9%	425	5.3%
Noreste	10,480	7.4%	92.4%	467	4.7%	640	6.5%
Comahue	5,141	3.6%	96.1%	59	1.2%	222	4.5%
Patagonia	5,546	3.9%	100.0%	81	1.5%	3	0.1%
TOTAL	140,882	100.0%	100.0%	2,121	1.5%	7,002	5.2%



En 2020, se redujo la demanda bruta interna 1,0% pese al congelamiento tarifario, debido a las restricciones y aislamiento. La caída económica de 9,9% impactó en el ritmo de incremento de demanda. En 2021, se produjo una fuerte reversión de la demanda bruta interna en 4,9% con congelamiento tarifario y reactivación económica. En 2022 se extendió el crecimiento de la demanda eléctrica en el mercado interno en 4,2%, con cierta disminución de las tasas en los últimos meses del año. La incidencia de alta temperatura en febrero y marzo 2023 pero moderadas en el invierno 2023, sumado al deterioro de la actividad económica a fin de 2023 llevó la tasa de crecimiento de demanda bruta a una disminución interanual de 1,5% en 2023.

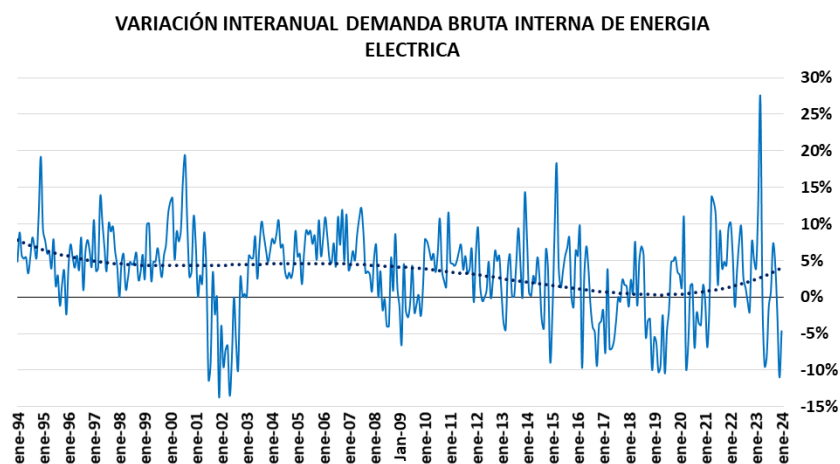
La evolución de la demanda de energía se advierte en la variación del promedio móvil de doce meses, que muestra la inercia del proceso hasta mitad de 2019, incipiente recuperación posterior, renovada caída por efecto del aislamiento social de 2020 hasta inicios de 2021, y fuerte recuperación hasta inicios de 2023.

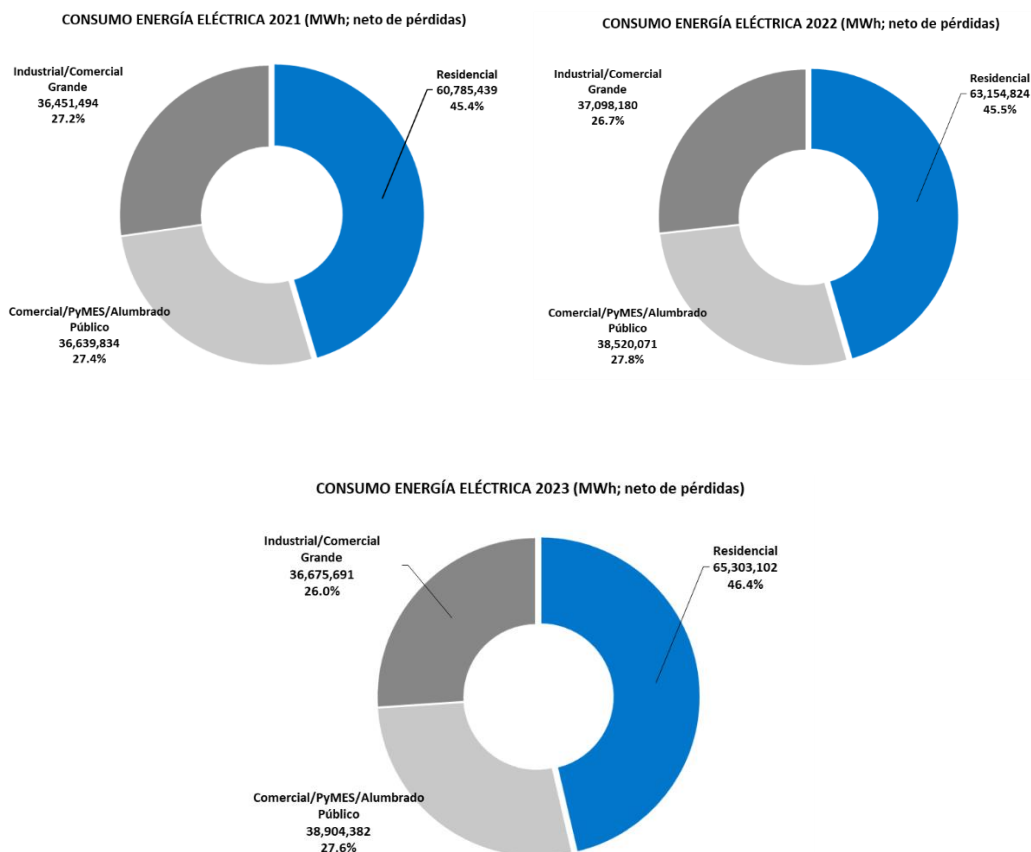


[Handwritten signature]



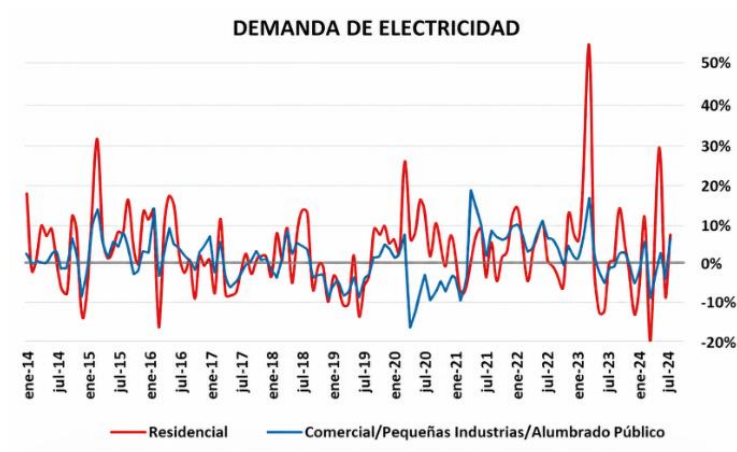
El aislamiento de 2020 llevó a reducciones interanuales inusuales de dos dígitos, y no debidas a la influencia de temperaturas de invierno o de verano. La reversión desde mitad de 2021 se advierte con nuevos registros interanuales de más de 10% y hasta 15% en el invierno 2021. Por el contrario, en 2023 se revirtieron estas tasas de crecimiento y se mostraron registros negativos.



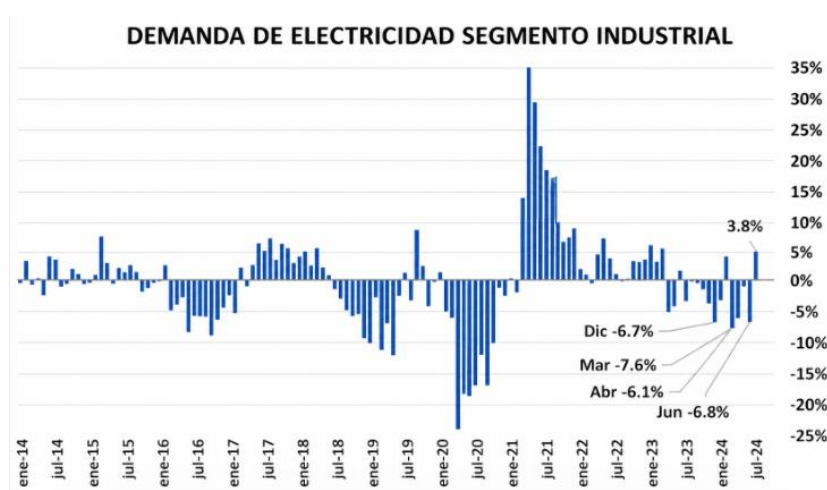


En 2019 se produjo una reducción de 2,9% en la demanda anual de energía eléctrica. El segmento de demanda eléctrica Residencial se contrajo 2,6% en 2019, tras expansión de 2,0% en 2018, influido por las temperaturas de invierno y de verano. En 2020 se registró un fuerte aumento de 8,1% por el congelamiento tarifario y el aislamiento social, con más personas en sus domicilios. En 2021, el consumo eléctrico del segmento Residencial aumentó 1,3% a pesar de menor número de personas en sus domicilios, impulsado por reactivación económica y congelamiento tarifario. En 2022 el consumo Residencial aumentó 3,9% con congelamiento tarifario y meses de alta temperatura al inicio del año, y frío en mayo y junio. En 2023 la demanda Residencial aumentó 3,4% impulsada por los extraordinarios incrementos interanuales bajo las olas de calor de febrero y marzo 2023.

En 2019 la tendencia de demanda eléctrica del segmento Comercial y PyMEs se acentuó en 3,2% inferior, con una recesión económica fuerte en este sector. En 2020 se registró una fuerte contracción de 5,3% por la grave crisis económica y aislamiento, con reversión parcial de 4,5% en 2021 y mayor aun en 5,1% en 2022. La desaceleración económica llevó el registro de 2023 a un incremento anual de solo 1,0%.



En 2019 la tendencia recesiva se acentuó, con contracción anual de 3,8%. En 2020 se registró una fuerte contracción de 11,3% por la crisis económica, con recuperación desde fin de año al comparar con los meses de 2019. En 2021 la reversión fue muy importante en 13,2% situando el consumo de este segmento por sobre el fin de 2019. En 2022 la recuperación continuó con dinamismo, acumulando una expansión anual de 1,8%. La fuerte contracción de actividad de fin de año llevó el registro de 2023 a 1,1% inferior.

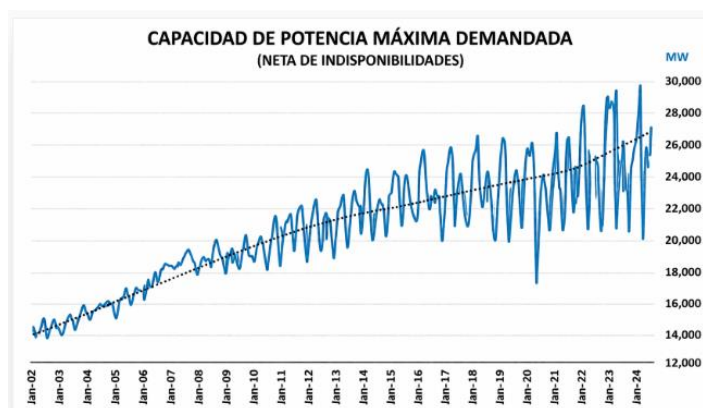
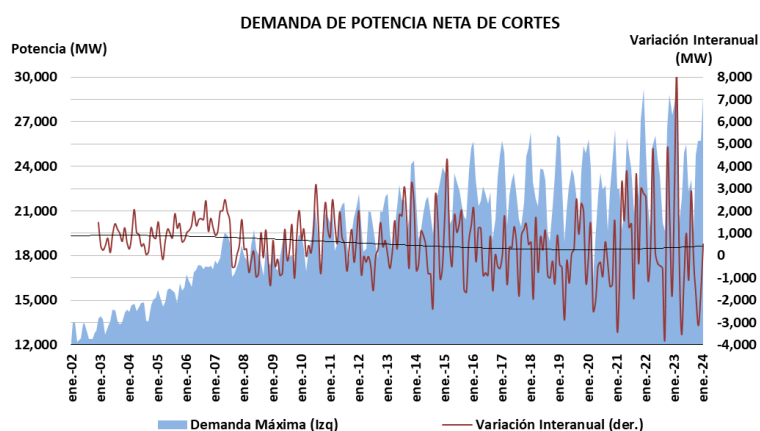


El crecimiento de la demanda de energía desde los años 2000, incrementó la necesidad de abastecimiento de combustibles para el despacho del parque generador termoeléctrico. A su vez, la demanda puntual horaria de potencia incidió sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima en horas de la noche de invierno, o especialmente de la tarde en días de verano. A fin de minimizar los riesgos de cortes intempestivos al segmento residencial y comercial, se recurrió entre 2007 y 2014 a restricciones consensuadas al consumo de grandes industrias, como por ejemplo en los inviernos 2010 y 2011 –sin llegar a los niveles extraordinarios del invierno 2007–, que no fueron necesarios en 2012. En 2013, nuevamente se requirieron reducciones de demanda eléctrica industrial en diciembre para atender la demanda residencial y comercial, al igual que en enero 2014. Ni en días de verano ni de invierno 2015 fueron necesarias restricciones, aunque se produjeron interrupciones forzadas de suministro por inconvenientes en distribución eléctrica.

En febrero 2016, la elevada demanda eléctrica residencial y comercial por temperaturas elevadas, originó cortes programados e intempestivos en la distribución eléctrica, que CAMMESA estimó en 1.000 MW. En el 2017 la

9

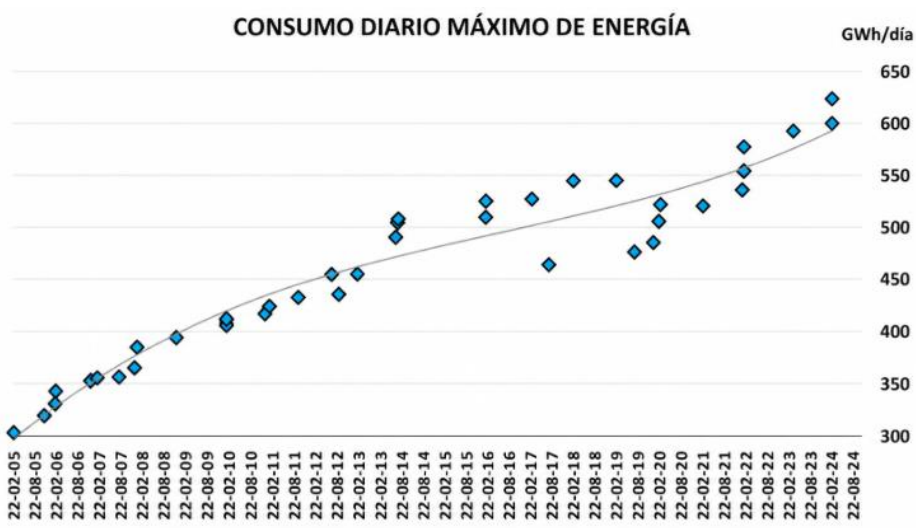
demanda se moderó y fue menor a la disponibilidad del sistema de generación, por mayor oferta disponible y temperaturas moderadas. En 2018 se superó el récord de demanda de potencia en febrero, atendido sin contratiempos con disponibilidad local y sin necesidad de importaciones. En el inicio de 2019, las temperaturas elevadas impulsaron la demanda de potencia, atendida con reservas suficientes. En 2020, el excedente de generación disponible permitió atender un nuevo récord de demanda de potencia sin problemas, con excedentes importantes y mínimas interrupciones forzadas a nivel de distribución. La situación de 2021 permitió satisfacer la demanda máxima de potencia de fin de enero con excedentes suficientes, y también la de invierno. En el inicio de 2022 se presentó una ola de calor aguda en la región central del país, que llevó la demanda máxima de potencia a nuevos récords que fueron superados el 6 de diciembre de 2022. La satisfacción de esta demanda en enero 2022 fue compleja y se registraron cortes a nivel de distribución y transmisión en el Noreste, y en líneas de subtransmisión en la provincia de Buenos Aires. En marzo 2023 una inusual ola de calor en todo el país llevó a máximos de abastecimiento con restricciones del orden de 300 MW en el día de máxima demanda. En 2024 no existieron problemas relevantes en el abastecimiento de nuevos récords de demanda de potencia.



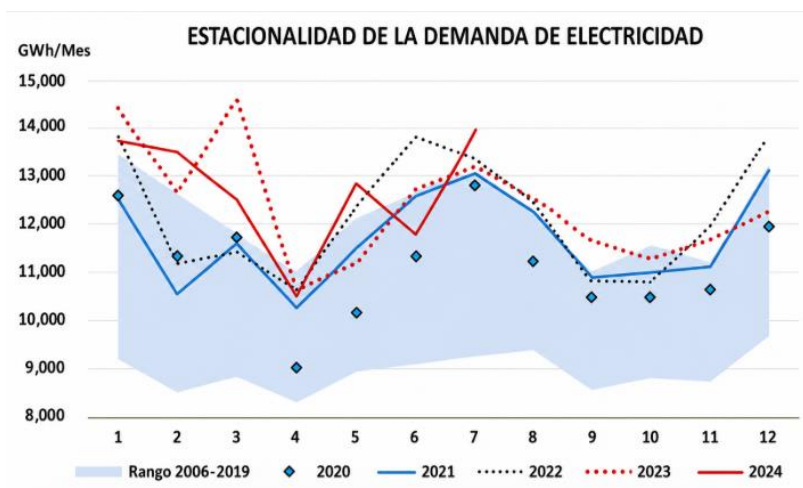
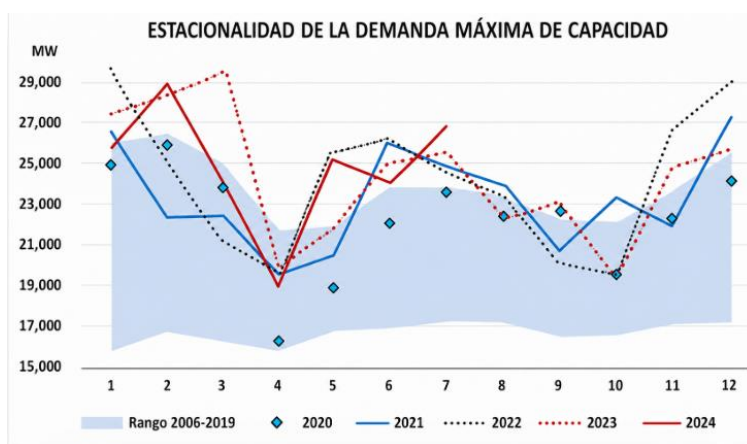
En ningún invierno del 2015 al 2023 se marcaron registros máximos de potencia. En el verano 2017 se marcó un récord de potencia para un día hábil hasta esa fecha, con altas temperaturas en Buenos Aires con 25.628 MW. El 8 de febrero de 2018 se superó aquel récord de demanda de potencia con 26.320 MW, que fue superado recién el 25 de enero de 2021 con 26.450 MW. Como se indicó, el 14 de enero de 2022 se superó largamente el récord de consumo efectivo de potencia eléctrica con 28.231 MW, aunque probablemente se hayan producido cortes del orden de 1.000 MW alrededor de las 15 hs en que se registró la mayor demanda. En las olas de calor de diciembre 2022, y febrero y marzo 2023 se superaron sucesivamente máximos de consumo de potencia.

9

En cuanto a demanda de energía diaria para un día hábil, se llegó a 526,3 GWh el 24 de febrero de 2017. Este registro se superó el 8 de febrero de 2018 con 543,0 GWh, y el 29 de enero de 2019 con 544,4 GWh. El 14 de enero de 2022 y pese a cortes en el país, el consumo de energía diaria máxima en un día hábil llegó a 575,9 MWh. Igual que con la potencia, en las olas de calor de 2023 se superaron máximos de consumo diario de energía, y el 1º de febrero de 2024 se alcanzó un nuevo máximo sin cortes de 597,7 GWh/d.



Al igual que en el gas natural, la estacionalidad de la demanda eléctrica – tanto en la variable de energía como en la de potencia – influye en las necesidades de inversión que se dimensionan para atender máximos de demanda de potencia estival, generando excedentes en otros momentos del año.



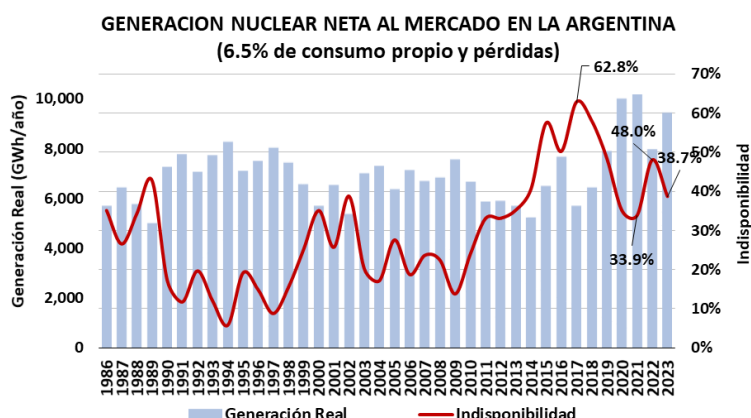
[Handwritten signature]

Como se explicó previamente, la capacidad nominal de generación no coincide necesariamente con la que se encuentra disponible en forma efectiva en los momentos de máxima demanda. Tanto en verano como en invierno, la capacidad efectiva de generación encuentra limitaciones de diferente índole.

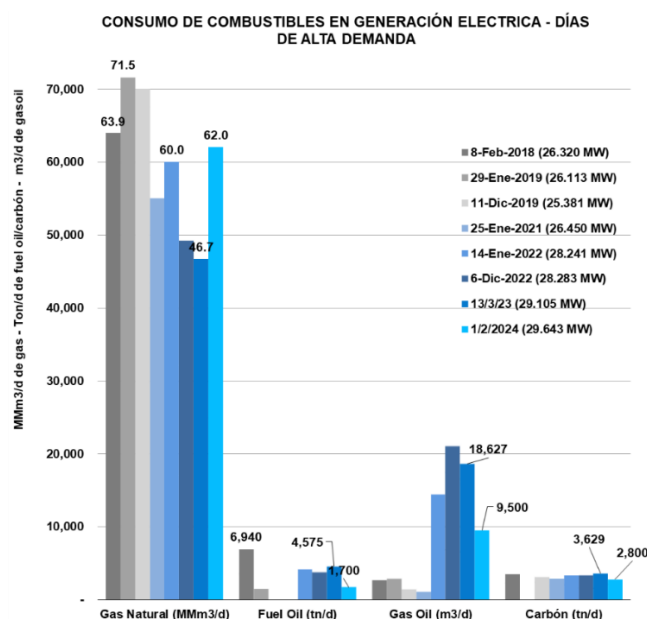
El parque de unidades TV de las centrales más importantes localizadas en CABA y la provincia de Buenos Aires, posee décadas de funcionamiento y alto consumo específico, que se procuró reemplazar incorporando nuevos ciclos combinados y plantas de cogeneración, y centrales de fuentes renovables. Se estima que pese a la existencia de 4.251 MW nominales de generación TV reportada por CAMMESA, solo puede contarse para despacho regular en el orden de 1.200 MW en forma simultánea y sostenida a lo largo de días de exigencia. No obstante, la obsolescencia y alto consumo específico relativo, es probable que estas unidades continúen despachadas inclusive en forma forzada en días de alta demanda para abastecer la demanda dentro de la Ciudad de Buenos Aires, donde no es posible instalar grandes líneas de transmisión eléctrica para llevar suministro a consumidores. Algo similar ocurre con algunas unidades TG en ciclo abierto y motores diésel, que por distintas causas poseen disponibilidad inferior a la nominal. Las unidades bajo los Programas Energía Distribuida de ENARSA en base a gas oil comenzaron a retirarse al finalizar los contratos a término con los que contaban para sus ingresos, y baja remuneración para ventas spot.

Las políticas de incorporación agresiva de nueva potencia entre 2016 y la crisis de 2018, tuvieron resultados positivos en la atracción de capital para las inversiones. El incremento de indisponibilidad de unidades térmicas que llegó a 35,2% el 14 de enero y algo superior en diciembre 2022 y marzo 2023 de máxima demanda, muestra un desvío considerable respecto al promedio del orden de 18-20% de años previos con mejora parcial en 2023. El proceso inflacionario y devaluatorio de los últimos años no fue compensado con ajustes acordes en las remuneraciones para las unidades sin contratos a término.

El porcentaje indisponible del parque hidroeléctrico es menor al térmico. La reparación del daño de Yacretá se encuentra en su fase final de reparación de sus 20 turbo grupos. En el parque nuclear la indisponibilidad histórica es alta, con mantenimientos periódicos a realizar en sus unidades. La CN Embalse que retornó a operación en febrero 2019 sí muestra evolución satisfactoria, tras más de 3 años de trabajos para extender su vida útil. El parque nuclear operó con CN Atucha I y CN Atucha II, con despacho errático entre 2017 y 2019. La CN Atucha II se encontró afectada desde noviembre 2018 con breves reingresos hasta que en 2021 retornó a operación, aunque con limitación del 70% de su potencia útil. En el fin de 2021 y en 2022, la central debió salir de operación nuevamente hasta fin de 2023.



[Firma manuscrita]



La disponibilidad de combustibles en meses de invierno es un factor limitante en la disponibilidad, que se suma a la indisponibilidad técnica por mantenimientos o roturas. Los costos y logística para suministrar gasoil, gas oil y carbón en sustitución del gas natural, son ítems relevantes para la disponibilidad.

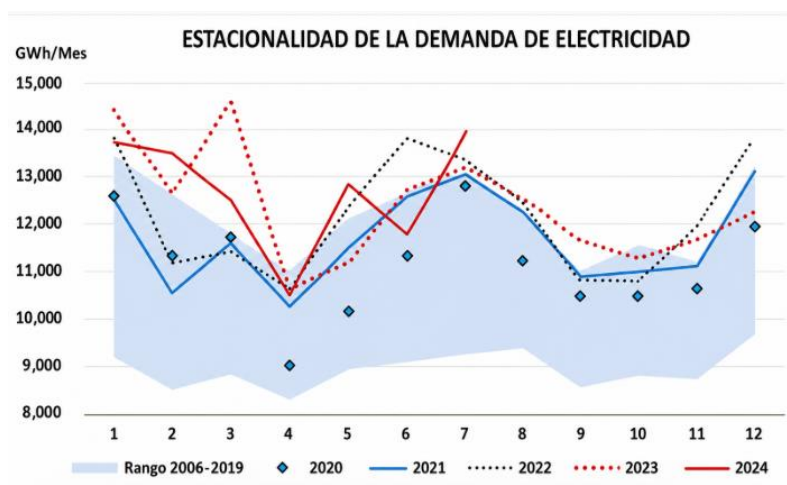
En diciembre 2019, el Ministerio de Producción emitió una Resolución concentrando todas las adquisiciones y asignaciones de combustibles a las centrales termoeléctricas, desactivando la firma de contratos entre generadores y proveedores de gas especialmente. En 2020, 2021 y 2022, el sistema operó con CAMMESA concentrando casi la totalidad de las adquisiciones de gas y combustibles y transporte. La nueva administración explicitó que esa decisión concentrada en CAMMESA será modificada tras pasándose las obligaciones a las empresas generadoras.

Ante la insuficiencia de gas en meses de invierno, se consumieron combustibles alternativos para generar energía eléctrica con costos que en ocasiones superaron 250 US\$/MWh hasta el invierno 2014, tras el cual se produjo una fuerte caída de precios internacionales de productos energéticos, que permitió reducir los costos de generación termoeléctrica. La mayor disponibilidad de gas local con precios en reducción desde 2017, permitió una mejora en estos costos de generación. En 2020 la nueva reducción de precios internacionales permitió superar la menor oferta de gas local con costos moderados. Sin embargo, esta situación favorable comenzó a revertirse a fin de 2021 por el incremento de precios de combustibles y especialmente de LNG hacia el fin del año, sumado al requerimiento de mayor consumo de combustibles para abastecer la demanda eléctrica por la menor oferta hidroeléctrica.

Consumo de Combustibles para Generación Eléctrica Comercial

COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA																					
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Gas Natural (MMm3/año)	8.163	9.617	10.044	11.012	11.976	13.110	12.616	11.576	12.675	13.998	13.915	14.349	14.421	15.605	17.117	18.040	17.209	16.292	16.361	14.217	13.944
Gas Oil (m3/año)	14.235	75.791	51.843	95.887	763.381	870.538	975.393	1.670.909	2.021.726	1.821.184	2.593.311	1.799.266	2.356.281	2.352.279	1.897.308	874.280	403.879	852.526	2.024.513	2.435.079	1.300.226
Fuel Oil (tn/año)	105.463	828.973	1.130.594	1.548.527	1.897.076	2.346.662	1.602.534	2.262.663	2.569.142	2.857.279	2.233.211	2.717.285	3.084.248	2.634.138	1.286.119	565.173	185.592	579.841	748.051	1.112.659	673.656
Carbón (tn/año)	71.373	351.573	626.685	581.702	589.352	803.420	795.738	873.896	998.896	966.575	851.278	1.004.376	932.349	726.295	653.617	657.317	221.842	474.988	865.711	777.025	520.633

[Handwritten signature]



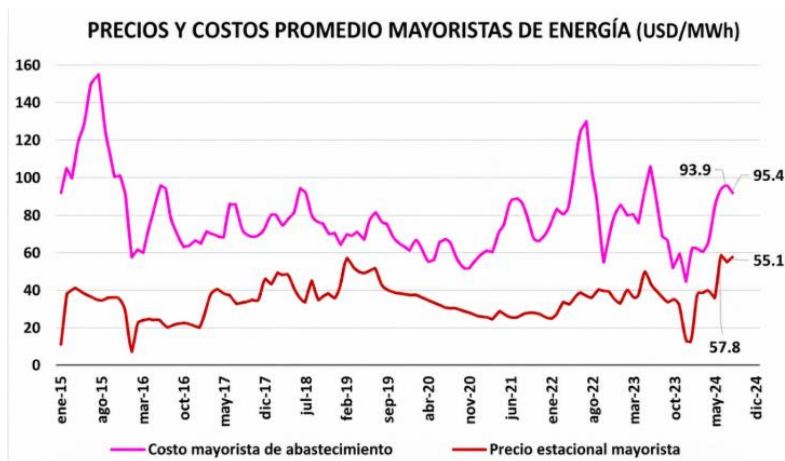
El Costo Monómico de generación de CAMMESA se traslada desde 2018 como precio efectivo únicamente a grandes consumidores del segmento Industrial. El traslado es solo parcial a los segmentos de consumidores Residenciales y Comerciales y PyMEs, a pesar de los incrementos dispuestos para el Precio Estacional de la Energía entre febrero 2016 y 2019. La devaluación de la moneda retrasó la recuperación efectiva de costos de generación en el sistema desde febrero 2019 en que se volvió a congelar el Precio Estacional y tarifas finales a consumidores residenciales, comerciales y PyMEs sin reflejar el incremento de costos en dólares y en pesos. Este congelamiento nominal en pesos del Precio Estacional se extendió desde diciembre 2019 por disposición de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, prorrogada en numerosas oportunidades durante el 2020 hasta 2022.

En el inicio de 2022 se realizó una Audiencia Pública que incrementó moderadamente en pesos el Precio Estacional de la energía eléctrica para abril-octubre 2022. A fin del año se aprobaron nuevos incrementos a grupos variables de consumidores, con retiro de subsidios a la categoría N1 de ingresos altos, representando aproximadamente 33% de los consumidores residenciales de electricidad, con el fin de reducir el déficit fiscal. En 2023 no se realizaron nuevos ajustes relevantes debido al proceso electoral.

Desde enero 2021 la vigencia del Plan Gas.Ar dispuso que CAMMESA contratara gas a término con precios promedio a lo largo del año – más elevados en meses de invierno, con menores volúmenes - en el orden de 3,5 US\$/MMBTU hasta diciembre 2024, que como se detalló fueron extendidos hasta diciembre 2028.

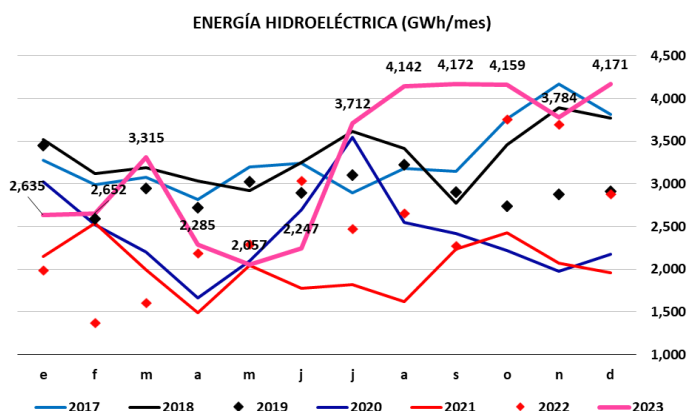
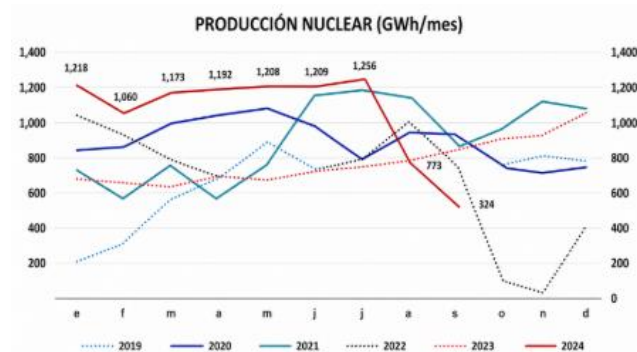
La reducción relevante en precios internacionales del petróleo y combustibles influyó en una reducción de costos de abastecimiento eléctrico entre fin de 2019 y 2021. En 2021 se produjo una reversión marcada en esta tendencia, incrementándose el déficit económico-financiero de CAMMESA que toma a su cargo el costo de combustibles. CAMMESA reporta en detalle el balance económico-financiero mayorista del sistema de abastecimiento eléctrico en sus informes mensuales. En 2022 el déficit fue creciente debido al alto costo de importación de combustibles, que se moderó en 2023.

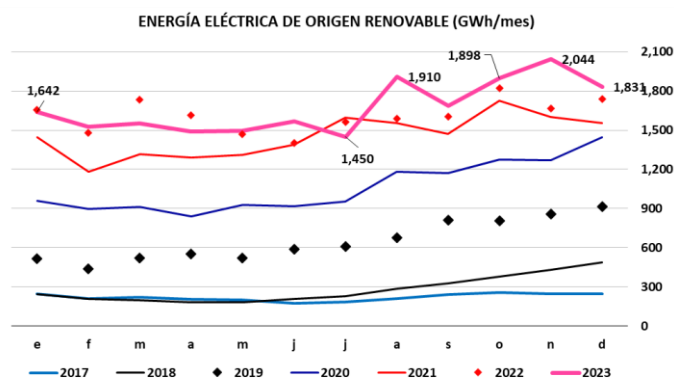
9



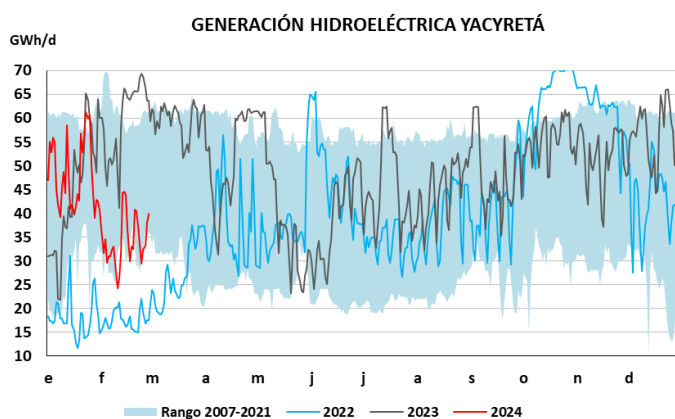
Los Ciclos Combinados son protagonistas crecientes en la oferta térmica, con complemento limitado de unidades TV, y unidades TG. Durante los próximos años se mantendrá un despacho termoeléctrico elevado, con consumo de combustibles fósiles con predominancia del gas que superará limitaciones logísticas al expandirse la red de gasoductos troncales, disminuyendo el costo de abastecimiento.

El avance de fuentes renovables incidió moderadamente en el despacho termoeléctrico entre 2020 y 2022, debido a que la reducción hidroeléctrica impulsó el despacho termoeléctrico para satisfacer la demanda. En 2023, la reversión de la baja oferta hidroeléctrica influyó en el bajo despacho termoeléctrico. Los nuevos proyectos hidroeléctricos y nucleares demandarán años e inversiones de miles de millones de dólares para lograr una modificación en la dependencia de combustibles para la oferta termoeléctrica.

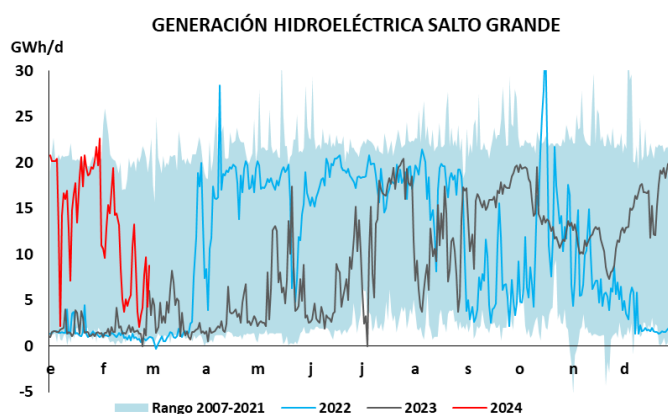




Entre 2020 y el invierno de 2022, la sequía que afectó el caudal de los ríos del Sudeste y Sur de Brasil influyó en la disponibilidad de la central Yacyretá. 2023 mostró valores de aporte hidroeléctrico superiores a los históricos, y el inicio de 2024 alguna reducción en los aportes.

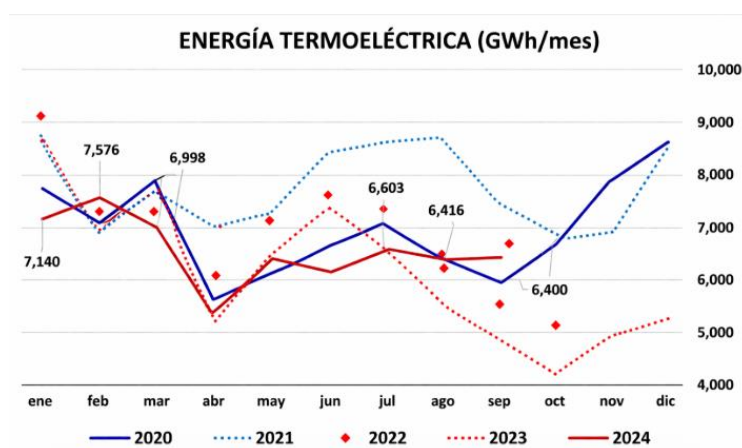


La situación hídrica sobre el río Uruguay aún no se modificó, aunque existieron meses positivos en el segundo semestre 2022 en la CH Salto Grande. El inicio de 2023 tuvo valores de aporte hidroeléctrico mínimos en esta central, con recuperación marcada posteriormente.



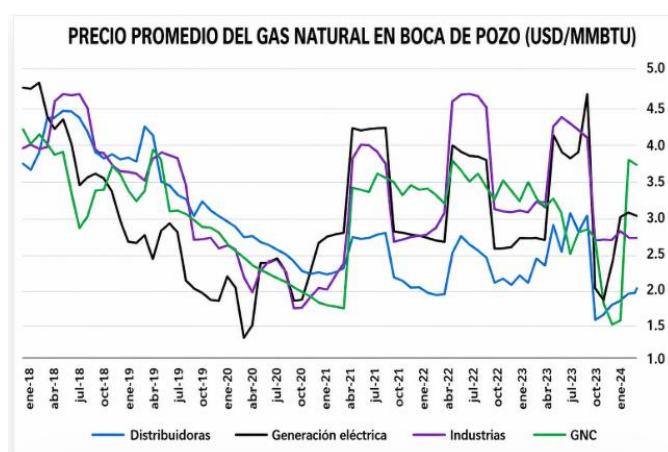
No existen centrales hidroeléctricas en construcción a excepción de las dos represas hidroeléctricas de punta en el río Santa Cruz, que aún demandarán algunos años en finalizar su construcción completa, y la necesidad de una nueva línea de transmisión eléctrica desde Santa Cruz hasta Buenos Aires.

9



La posibilidad de firmar contratos de largo plazo con productores de gas por parte de las centrales termoeléctricas, quedó suspendida con la Resolución 12/2019 de la nueva administración, que solo permite tal posibilidad a CAMMESA. El despacho efectivo de los Ciclos Combinados se realiza en función del combustible del que disponen – con interrupción de gas natural en invierno para algunas plantas, con suministro centralizado de CAMMESA –, en tanto las unidades TV y TG presentan alta indisponibilidad. Los costos derivados de la mayor generación termoeléctrica con consumo de combustibles líquidos, incrementa el gasto general de generación del sistema eléctrico como se ve en el gráfico en pesos corrientes publicado por CAMMESA.

Los precios de gas con destino a generación eléctrica fueron establecidos en dólares desde julio 2009 con un sendero de crecimiento para gas proveniente de cada cuenca, con un incremento importante en términos relativos, aunque en 2010 no se produjeron aumentos para el gas convencional – a diferencia del gas de algunos proyectos específicos más complejos tenían costos de desarrollo más elevados superiores a 5 US\$/MMBTU en boca de pozo en cuenca Neuquina. No obstante, los precios de gas local destinados a generación termoeléctrica se mantuvieron reducidos en promedio hasta mitad de 2016 en que el Gobierno decidió incrementarlos a 4,50 a 5,2 US\$/MMBTU dependiente de la cuenca de origen. Estos precios se mantuvieron en 2017 y hasta mitad de 2018, en que comenzaron a reducirse en diferentes esquemas de compra organizados por el Gobierno. Estos precios se recuperaron desde 2021 con estabilidad en 2022 y 2023 por efecto del Plan Gas.Ar.



Normas con influencia en generadores eléctricos

La normativa de CAMMESA y Secretaría de Energía ha ido evolucionando con algunas señales positivas para ciertos generadores termoeléctricos de alta eficiencia, al reconocerse mayores ingresos en función de mejoras en la disponibilidad de potencia y despacho regular en base a diferentes tipos de combustibles.

Resolución 220/2007

La Secretaría de Energía publicó el 22 de enero de 2007 la Resolución 220/2007, que amplió la posibilidad de contratación de la energía a generar por inversores en nueva oferta de generación.

Esta Resolución 220/2007 establece que CAMMESA podrá firmar Contratos de Abastecimiento con “las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores” que a la fecha de la Resolución no estuvieran en actividad. De este modo, se establece que numerosos proyectos de inversión en los cuales participaba Energía Argentina S.A. – ENARSA -, e inversores privados pudieran vender a largo plazo – hasta un máximo de 10 años - su nueva potencia y la energía que pudieran aportar cuando fueran despachados.

Estos Contratos de Abastecimiento MEM o Contratos de Abastecimiento 220 como se conocían en el mercado energético, contemplaban el pago de todos los costos operativos y variables, así como también la remuneración de la inversión y una utilidad para la empresa, de modo similar a los contratos bajo el esquema de Energía Plus descriptos anteriormente. Este impulso de un nuevo contratante de potencia y energía de largo plazo propició la inversión por parte de inversores en nueva oferta de generación termoeléctrica, entre los que se destacan GEMSA y Generación Independencia S.A., entre otras empresas en las que participan las Co-Emisoras.

El cumplimiento por parte de CAMMESA de sus obligaciones de pago emergentes de esta modalidad contractual bajo la Resolución 220/2007 fue satisfactorio y permitió el financiamiento de distintas inversiones. Si bien el plazo de pago se extendió por sobre 60 días, el mismo fue respetado en forma regular por CAMMESA, lo que brindó certidumbre y confiabilidad para el financiamiento de nuevas inversiones de tamaño acotado por parte del sector privado. ENARSA presenta una modalidad de pago similar, y cumplió con las condiciones contractuales que algunos generadores poseían con esta empresa estatal.

Resolución 95/2013

El 26 de marzo de 2013, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 95/2013 (la “Resolución 95”), que modificó la Resolución SE 1281/2006 e incrementó los ingresos de los generadores eléctricos con determinadas condiciones de disponibilidad de su potencia y provisión de energía, vinculados con la tecnología y eficiencia con la que cuentan.

La Resolución 95 introdujo cambios significativos en el sistema de remuneración para el sector de generación, transformándolo en un nuevo régimen de “costo plus”, bajo el cual los generadores eran remunerados en función de los costos variables no relacionados con el combustible, los costos fijos y un margen adicional.

Bajo este nuevo arreglo, y efectivo desde las transacciones económicas realizadas en febrero de 2013, la compensación se basa en la Capacidad de Generación de los generadores, en términos de horas, de acuerdo con ciertos requisitos.

La Resolución 95 establece el precio del Valor de la Remuneración de Costos Fijos, que en ningún caso podría ser inferior a Ps. 12 / MW-hrp. Además, la Resolución 95 estableció un esquema de remuneración para los Costos Variables —excluyendo los combustibles— que se determinan mensualmente en función de la energía realmente generada. Este esquema de compensación también se basa en el tipo de combustible, proporcionando una mayor compensación cuando se consume gasóleo debido a los mayores costos asociados con este combustible.

Adicionalmente se creó un concepto de “Remuneración Adicional”, por el cual los generadores perciben ingresos adicionales, una porción de los cuales se cobra en forma directa y otra se destina a un fideicomiso para ser reinvertido en nuevos proyectos de infraestructura en el Sector Eléctrico establecidas por la Secretaría de Energía.

Independientemente de los valores absolutos de estos mayores ingresos y del detalle de los mismos, y de la complejidad intrínseca de la Resolución 95, la misma se considera relevante por representar mayores ingresos a los generadores eléctricos.

Además, la Resolución 95 suspendió temporalmente la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término del MEM y estableció que una vez concluidos los contratos preexistentes al momento de la emisión de la Resolución 95, sería obligatorio para los grandes usuarios del MEM comprar su demanda de electricidad a CAMMESA, de acuerdo con las condiciones establecidas por la SE para este propósito. Adicionalmente, bajo la Resolución 95, la gestión comercial y el despacho de combustibles se centralizaron en CAMMESA, eliminando la responsabilidad de los generadores de adquirir su combustible. Ambas disposiciones siguen vigentes hasta el día de hoy.

La Resolución SE N.º 95/2013 fue posteriormente modificada por la Resolución N.º 529/2014 y objeto de sucesivas modificaciones con el fin de ajustar la estructura de remuneración aplicable a las empresas generadoras. Con posterioridad, diversas resoluciones entre ellas, la Resolución SE N.º 22/2016, la Resolución SE N.º 19/2017, la Resolución SRRYME N.º 1/2019, la Resolución SE N.º 31/2020, la Resolución SE N.º 440/2021, la Resolución SE N.º 238/2022, la Resolución SE N.º 826/2022, la Resolución SE N.º 750/2023, la Resolución SE N.º 869/2023, la Resolución SE N.º 9/2024, la Resolución SE N.º 99/2024, la Resolución SE N.º 193/2024, la Resolución SE N.º 233/2024 y la Resolución SE N.º 21/2025 introdujeron modificaciones adicionales al régimen, incorporando mayor flexibilidad en la contratación y avanzando en la descentralización de la gestión de combustibles, así como reformulando integralmente el esquema de remuneración de la generación eléctrica. Véase “*Normas con influencia en generadores eléctricos- Resolución SE N.º 21/2025*” del presente.

Nota 2053/2013

La Nota SE 2053/2013 estableció el orden de prelación en los pagos de los diferentes conceptos de la Resolución 95/2013, otorgando el primer lugar a los costos fijos de generación, seguidos de los costos variables no combustibles, los de combustibles propios si los hubiera, y la Remuneración Adicional directa; en segundo término, se pagaría el Servicio de Regulación de Frecuencia y Reserva de Coro Plazo, y en tercer orden la Remuneración Adicional Fideicomiso.

La Nota 2035 también estableció que el abastecimiento de los combustibles a las centrales y la gestión comercial y despacho de los mismos quedaría centralizado en CAMMESA.

Resolución 529/2014

El 23 de mayo de 2014, se publicó la Resolución 529/2014 de la Secretaría de Energía que incrementó los montos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013, anteriormente detallada.

La Resolución 529 modificó la Remuneración de Costos Fijos en función de su disponibilidad. Esta Resolución adicionalmente creó un nuevo esquema de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para los generadores a los que les resultare aplicable el concepto, que se determina mensualmente en función de la Energía Total Generada. CAMMESA fue instruida para emitir certificados de liquidaciones para proveer al pago por el generador de los mantenimientos mayores que requirieran sus unidades, sujeto a aprobación de la Secretaría de Energía.

Resolución 482/2015

El 17 de julio de 2015 se publicó la Resolución 482/2015 de la ex Secretaría de Energía de la Nación por la cual se actualizaron los conceptos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional indirecta y Fideicomiso para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013 y ajustadas a su vez por la Resolución 529/2014, anteriormente detalladas. Adicionalmente estableció los valores para

los mantenimientos mayores. También redefinió el incentivo de mayores ingresos en función de la eficiencia operativa en función del consumo específico de combustibles.

Asimismo, la Resolución incluye norma recursos adicionales destinados a las inversiones a ser desarrolladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINVEMEM 2015-2018.

Esta Resolución sufrió retrasos y originó costos financieros a diversos generadores eléctricos que fueron afectados en parte por la depreciación de la moneda del 2015 que mensualmente redujo los ingresos en dólares, y a la vez y más importante aún, por el incremento de costos diversos por el proceso inflacionario experimentado en 2015. La Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de febrero 2015 hasta diciembre de 2018.

Resolución 22/2016

El 31 de marzo de 2016 se publicó la Resolución 22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación por la cual se actualizaron conceptos de remuneración de costos fijos, costos variables y remuneración adicional indirecta y fideicomiso para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013 y ajustadas a su vez por la Resolución 529/2014 y 482/2015, anteriormente detalladas. Los ajustes fueron considerables en algunos segmentos, y el Gobierno procuró reconocer el impacto en diferentes costos e inversiones de mantenimiento que había tenido la devaluación de la moneda, así como el proceso inflacionario. La Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de febrero 2016, y mantuvo el concepto de recursos adicionales destinados a financiar las inversiones contempladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINVEMEM 2015-2018.

Esta resolución fue reemplazada por los términos de la Resolución SEE 19/2017, publicada el 2 de febrero de 2017, que estableció una nueva estructura de precios para los generadores de energía, fijando los precios de Energía Base en dólares estadounidenses, con pagos a realizarse en pesos argentinos al tipo de cambio del BCRA correspondiente al último día hábil del mes en que se debía efectuar el pago.

Resolución SE 6/2016

La Resolución SE 6/2016 publicada el 27 de enero de 2016 estableció un aumento en el precio de la electricidad que son pagados por los usuarios finales. A su vez, esta resolución diferenció el aumento de precios que se transferirá a los consumidores residenciales de energía, de otros consumidores.

El aumento del precio para los consumidores residenciales fue importante en términos porcentuales, aunque desde valores reducidos, por lo que el impacto del valor absoluto fue inicialmente moderado. Los consumidores industriales de electricidad tuvieron incrementos moderados en niveles más altos ya que se cobra a estos consumidores los sobrecostos transitorios originados en las importaciones de electricidad y en los contratos de generadores con CAMMESA, a pesar de que una gran parte de estos costos incrementales se incurre en satisfacer la demanda de los consumidores residenciales y comerciales. Estos cargos se suman ahora a toda la demanda, por lo que también se añaden a los consumidores industriales que ya tenían acuerdos de Energía Plus en el marco de la Resolución SE 1281/2006. Esta disposición fue retirada de los consumidores con contratos bajo el programa Energía Plus meses después de la implementación de la Resolución SE 6/2016, ya que consistía en un doble cargo para estos consumidores.

El principal efecto de esta medida fue procurar reducir las subvenciones al precio estacional de electricidad para diferentes consumidores, que redujo la dependencia de CAMMESA de las transferencias periódicas de fondos que se reciben del Estado.

Resolución 7/2016

La Resolución SE 7/2016 fue publicada el 28 de enero de 2016 y reguló los aumentos del precio estacional de la electricidad a través de instrucciones al ENRE estableciendo los horarios de tarifas de Edenor y Edesur. El ENRE

emitió la Resolución SEE 1/2016 en febrero de 2016 con el nuevo calendario de tarifas aplicable a Edenor y Edesur, aumentando las tarifas, y derogó el Plan de Uso Racional de la Energía.

Resolución 21/2016

La Resolución SEE 21/2016, publicada el 23 de marzo de 2016 ofreció incentivos para la instalación de nueva capacidad de generación de energía, al ofrecer contratos de compra de energía CCEE denominados en dólares, con pagos de capacidad fija y pagos de suministro variables vinculados a costos de generación, para la capacidad de generación de energía recién instalada que alcanza las operaciones comerciales. Los nuevos CCEE de los generadores termoeléctricos fueron adjudicados en virtud de la Resolución E 21/2016, en virtud de la cual la Secretaría de Energía Eléctrica estableció un procedimiento de licitación para la venta de nueva capacidad de generación a CAMMESA para los períodos de verano 2016/2017, invierno 2017, y verano 2017/2018. La Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas de empresas de generación por 6.611 MW de disponibilidad de capacidad, y el 15 de junio de 2016, se adjudicó un total de 2.871 MW de capacidad. La reapertura adicional del proceso de licitación permitió aproximadamente 500 MW de unidades adicionales.

Los generadores, que fueron adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016, han ingresado a CCEE con Agentes MEM representados por CAMMESA. Estos CCEE tienen plazos entre cinco y 10 años, y prevén una capacidad agregada igual o superior a 10 MW por unidad generadora y 40 MW en conjunto. La remuneración estaba denominada en dólares por MW al mes y en dólares de los Estados Unidos por MW por hora, y tiene en cuenta el costo del combustible. CAMMESA suministraba combustible para la generación a su costo, de conformidad con el artículo 8 de la Resolución SE 95/2013, hasta un límite de eficiencia de combustible especificado medido en Kcal/KWh (el “Consumo Específico Garantizado”). En general, los CCEE preveían que si, debido a un cambio futuro en las regulaciones, un generador tenía que comprar combustible en el mercado en lugar de suministrarlo por CAMMESA, y reembolsaría al generador el costo de dicho combustible, hasta el Consumo Específico Garantizado.

Resolución 287-E

2017

A través de la Resolución 287-E/2017, publicada el 11 de mayo de 2017, solicitaba ofertas de nueva capacidad de energía que cerraran ciclos termoeléctricos abiertos o proyectos de cogeneración por diferentes inversores interesados y compañías eléctricas. El objetivo de la Resolución 287-E/2017 era reducir el costo global de generación de electricidad resultante de proyectos que mejorarían la productividad mediante la adición de turbinas de vapor que utilizarían gases de escape de ciclos abiertos constituidos por motores o turbinas, consumiendo la misma cantidad de combustibles. Además, abrió la oportunidad de maximizar las oportunidades en las plantas industriales de generar electricidad ya sea mediante el uso del vapor generado en el proceso industrial para generar electricidad, o el uso de gases de escape del proceso industrial para generar electricidad en menor medida.

La Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a organizar la licitación y a celebrar acuerdos de compra de energía a largo plazo para contratar la demanda de energía de los proyectos seleccionados.

Resolución 46/2018

La Resolución 46/2018 de Secretaría de Energía el 31 de julio de 2018 encomendó al Subsecretario de Electricidad que implementara procedimientos para asegurar la disponibilidad de gas natural para la generación de energía. Estableció precios máximos de referencia del gas natural en la cabeza del pozo para las diferentes cuencas de Argentina. Esos precios máximos de referencia serían los más altos que CAMMESA estaba autorizado a pagar a los proveedores de gas en Argentina, con la excepción de la empresa estatal EASA que importaba gas de Bolivia y LNG a precios potencialmente más altos que los precios máximos de referencia.

Resolución 12/2019

La Resolución 70/2018, que derogó el Artículo 8 de la Resolución 95/2013 y que centralizaba el suministro de combustible a los generadores en CAMMESA, fue derogada por la Resolución 12/2019 emitida por el Ministerio de Desarrollo Productivo el 30 de diciembre de 2019. Por lo tanto, tras la promulgación de dicha resolución, se concentró en CAMMESA nuevamente la adquisición total de combustibles, en particular gas natural. La Resolución 12/2019 fue emitida después de la licitación de compra de gas interrumpible para enero 2020, que logró precios por debajo del costo de desarrollo, aprovechando los excedentes existentes y la necesidad de productores de absorber costos fijos. La decisión de modificar el status quo concentrando las compras de gas e impidiendo a los generadores adquirir su propio combustible, podría ser recurrida legalmente por generadores eléctricos que despachaban de base, pero ahora no reciben asignación de gas por parte de CAMMESA. CAMMESA aún no define realizar contrataciones de gas a largo.

Dicho régimen fue posteriormente revisado por la Resolución SE N° 21/2025, la cual eliminó determinadas restricciones aplicables a la contratación en el mercado a término, avanzó en la descentralización de la gestión de combustibles e introdujo una mayor flexibilidad, permitiendo a los generadores, bajo ciertas condiciones, gestionar su propio abastecimiento de combustible sobre la base de parámetros de costo variable declarados, incluyendo los costos asociados al combustible. En este sentido, la citada resolución promueve un esquema más competitivo y orientado al mercado, así como el desarrollo de nueva capacidad de generación. Véase “*Normas con influencia en generadores eléctricos- Resolución SE N° 21/2025*”.

Reorganización sectorial

Desde la asunción de la administración Macri en 2015, el sector energético se mantuvo en el centro de la atención pública y de las decisiones del Gobierno, como un medio para procurar normalizar los desequilibrios financieros y fiscales de la economía.

El Gobierno inició su gestión creando un Ministerio de Energía y Minería con una estructura de cuatro Secretarías de Estado y un conjunto de Subsecretarías y Direcciones Nacionales en las que se designaron profesionales con experiencia en los distintos campos del Sector Energético.

La readecuación tarifaria de gas y electricidad implementada desde 2016 hasta 2019, enfrentó la oposición de dirigentes políticos y de diferentes consumidores, que se reflejaron en reclamos legales y judiciales que demoraron la aplicación de ajustes hasta impedir la continuación de estas políticas. Este proceso derivó en oposición política y en 2018, la devaluación del peso y el proceso inflacionario agudizaron las críticas. Esto llevó a modificaciones de ministros en junio 2018, y una posterior reorganización ministerial que retrotrajo al ex Ministerio de Energía y Minería a una Secretaría de Gobierno de Energía desde agosto 2018.

En diciembre 2018 se produjo un nuevo cambio de autoridad y fue designado como Secretario de Gobierno de Energía el Lic. Gustavo Lopetegui, quien se había desempeñado como Vicejefe de Gabinete hasta agosto 2018. Las designaciones de funcionarios del área eléctrica como de otras dependencias del Sector Energético, mantienen la tesitura de designar a profesionales con experiencia.

La situación en 2019 se agravó por sucesivas devaluaciones de la moneda y cambios regulatorios, ingresando en un nuevo congelamiento de tarifas de gas y electricidad que implica similar comportamiento en el Precio Estacional de la Electricidad.

Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública

La Ley N.º 27.541 (Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva), sancionada en diciembre de 2019 en el marco de la emergencia pública, dispuso un congelamiento transitorio de las tarifas de gas y electricidad, lo cual impactó asimismo en la remuneración de determinadas unidades de generación. Asimismo, la ley previó la intervención de los entes reguladores y el inicio de un proceso de Revisión Tarifaria Integral. Dicho congelamiento tarifario ya no se encuentra vigente, habiéndose implementado ajustes tarifarios de manera progresiva desde el año 2024 en el marco de un proceso más amplio de normalización.

Adicionalmente, la referida ley estableció, con carácter de emergencia y por un plazo de cinco (5) períodos fiscales contados desde su entrada en vigencia, un impuesto aplicable a determinadas operaciones en moneda extranjera realizadas por personas humanas y jurídicas residentes en la República Argentina. Dicho impuesto fue fijado inicialmente en una alícuota del 30% y posteriormente modificado en diversas oportunidades. Con fecha 23 de diciembre de 2024, el referido impuesto fue eliminado tras haber permanecido vigente durante cinco años. Con anterioridad a su eliminación, las alícuotas aplicables incluían: (i) 7,5% sobre la adquisición en el exterior de servicios de flete y transporte vinculados a operaciones de importación o exportación, o su adquisición en el país cuando fueran prestados por sujetos no residentes; (ii) 7,5% sobre la importación de bienes, con excepción de determinadas categorías; y (iii) 25% sobre la importación de servicios.

Resolución 31/2020

La Resolución 31/2020 del 27 de febrero 2020 modificó a la Resolución 1/2019, estableciendo un nuevo esquema de remuneración a los generadores eléctricos que no mantuvieron Contratos a Término con CAMMESA, de modo retroactivo desde el 1° de febrero de 2020.

La Resolución SE 31/2020 redujo los pagos a los generadores de energía sin contratos a largo plazo, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos y estableciendo una metodología de ajuste para esos pagos. La Resolución 31/2020 introduce pagos adicionales a generadores, tanto térmicos como hidroeléctricos, que mitigan la reducción de montos reconocidos en concepto de Precio Base de la Potencia.

- La Resolución SE 31/2020 se aplica a todas las unidades generadoras que no están bajo las diferentes modalidades de contratos CCEE con CAMMESA.
- La Resolución SE 31/2020 adopta un tipo de cambio de \$60 por cada US\$ como referencia para convertir varios de los pagos en US\$ prevalecientes hasta la fecha de emisión de la norma, incluidos y detallados en la Resolución 1/2019 de enero 2019. Este valor resultó ser muy inferior al prevaleciente desde la fecha misma de emisión de aplicación de la Resolución 31, y más aún a inicio de 2021.
- Los valores de los pagos se determinan en pesos argentinos, y se ajustarían mensualmente a partir del tercer mes de validez de la Resolución 31/2020, con fecha de inicio retroactiva a febrero de 2020. Este punto no fue cumplido hasta el momento y fue modificado de algún modo por la Resolución 440/2021. Los reclamos de parte de los generadores afectados no fueron satisfechos por la Secretaría de Energía.
- Este ajuste de los valores se basa en una formula objetiva que ponderaría el 60% del índice del IPC del INDEC, y el 40% del IPIM. Se trata de un cambio importante respecto a la Resolución 95/2013 que ajustaba los montos anualmente con una evaluación discrecional. Sin embargo, esto fue posteriormente suspendido y derogado mediante la Resolución N° 440/2021.
- Otra modificación importante es que los generadores térmicos no podrían adquirir sus propios combustibles, en línea con la Resolución 12/2019 citada previamente. Existe una excepción a este punto, que la constituye el abastecimiento a las unidades generadoras bajo el régimen de la Resolución 287/2017, y la Resolución 220/2007 de Energía Plus, que adquieren sus propios combustibles.
- Mantiene sin cambios los meses y los períodos del año para los que es aplicable la declaración de Disponibilidad Garantizada Ofrecida de Potencia. No obstante, se introduce un cambio conceptual y material importante, al considerarse las primeras 25 horas del mes que requieran mayor necesidad de despacho de unidades térmicas para satisfacer la demanda, y las segundas 25 horas de mayor requisito. Esta determinación horaria se utiliza con el fin de reconocer un pago adicional tanto a unidades térmicas como hidroeléctricas. Cualquier generador que sea despachado durante esas horas, recibirá un reconocimiento adicional en el ítem de Energía.
- La Resolución 31 redujo 45% el Precio Base de la Potencia de generadores térmicos que no declaren Disponibilidad Garantizada Ofrecida de potencia, es decir que operen puramente en el mercado spot sin ningún compromiso sobre la disponibilidad de su potencia.

- Reduce el Precio Base de la Potencia a generadores térmicos que sí declaren Disponibilidad Garantizada Ofrecida de potencia. La reducción es de 14,3% en meses del verano y del invierno, y de 18,1% durante los “meses valle” de baja demanda. Por ejemplo, el Precio Base de la Potencia sería equivalente en Pesos a 6.000 US\$/MW-mes durante los meses de verano e invierno, en comparación con 7.000 US\$/MW-mes de la R1/2019.

- Se aplica una reducción moderada en el factor para calcular el Precio Base de la Potencia para aquellos generadores que tengan un factor de despacho reducido; para aquellas unidades que posean un factor de despacho mayor a 70%, no existen modificaciones a estos factores.

- Se introduce un pago adicional equivalente en pesos a 625 US\$/MW ajustado por un cierto factor, para aquellas unidades que sean requeridas despachar en la citada 25+25 horas. Este pago equivalente a 625 US\$/MW al tipo de cambio de 60 AR\$/US\$ se ajusta por un factor de 1,2 en meses de verano e invierno si la unidad se despacha durante las 25 horas del mes más requeridas, y con un factor de 0,6 en las segundas 25 horas más requeridas de aporte térmico. Estos factores de ajuste son 0,2 y 0,0 en “meses de valle”.

- El concepto de pago por la Energía, estará constituido por la energía generada real, más la energía en reserva rotante. No hay cambios en los pagos de la energía real generada en comparación con la R1/2019, que se mantiene al equivalente en pesos de 4 US\$/MWh; tampoco hay cambios en el pago de la energía teórica de la reserva rotante operada al equivalente en pesos de 1,4 US\$/MWh.

- Similares consideraciones se establecen para unidades hidroeléctricas.

En febrero de 2020, la Resolución N.º 1/2019 fue modificada por la Resolución N.º 31/2020, la cual puso de manifiesto la necesidad de adecuar la metodología de remuneración en consideración de que la magnitud de los eventos económicos que afectan a la República Argentina incide en dicha remuneración. En virtud de ello, la Resolución N.º 31/2020 introdujo modificaciones parciales a la Resolución N.º 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración con vigencia a partir del 1 de febrero de 2020, el cual dispone: (i) una reducción y conversión a pesos de los valores remunerativos de potencia para generadores, cogeneradores y autogeneradores; (ii) la conversión a pesos de los valores de remuneración variable para generadores, cogeneradores y autogeneradores; (iii) la modificación de los criterios de remuneración aplicables a los generadores térmicos, incorporando: (a) una diferenciación para aquellos generadores equipados con motores de combustión interna con capacidad menor o igual a 42 MW; y (b) una remuneración diferencial para aquellos generadores que no asuman compromisos de disponibilidad garantizada; y (iv) la introducción de criterios de remuneración por disponibilidad de potencia en horas de alto rendimiento.

Con fecha 21 de mayo de 2021, mediante la Resolución SE N.º 440/2021, el Gobierno actualizó adicionalmente el esquema aplicable a los generadores remunerados en el mercado spot, dejando sin efecto la actualización automática de los valores remunerativos y estableciendo que los valores de energía y potencia expresados en pesos podían ser reajustados en un 29% con efecto retroactivo a febrero de 2021.

El esquema de remuneración fue posteriormente modificado mediante las Resoluciones SE N.º 9/2024, N.º 99/2024, N.º 193/2024 y N.º 233/2024. Con fecha 30 de septiembre de 2024, se dictó la Resolución N.º 285/2024, la cual modificó el esquema previsto en la Resolución N.º 233/2024 y sustituyó sus Anexos I, II, III, IV y V.

A su vez, la Resolución N.º 285/2024 fue posteriormente modificada por la Resolución N.º 20/2024 de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería, así como por normativa adicional dictada por la Secretaría de Energía, incluyendo las Resoluciones N.º 387/2024, N.º 603/2024, N.º 27/2025, N.º 113/2025, N.º 143/2025, N.º 177/2025, N.º 227/2025, N.º 280/2025, N.º 331/2025, N.º 356/2025, N.º 381/2025, N.º 483/2025, N.º 602/2025 y N.º 34/2026, las cuales introdujeron ajustes adicionales al esquema de remuneración. Véase “*Información de las Co-Emisoras — Estructura Energética Argentina — Actualización del esquema de remuneración para precios en el Mercado Spot*”.

Resolución 440/2021

La Resolución 440/2021, publicada el 21 de mayo 2021, modificó la Resolución 31/2020, manteniendo el esquema de remuneración a los generadores eléctricos que no mantuvieron Contratos a Término con CAMMESA, de modo retroactivo desde el 1° de febrero de 2021.

La Resolución ajusta las remuneraciones determinadas en solo 29% entre febrero 2020 y febrero 2021, pese a la depreciación de la moneda del orden de 45% y la inflación vigente del orden de 48% en Índice de Precios Mayoristas Nivel General y 41% en IPC entre febrero de 2020 y 2021.

La Resolución 440/2021 estableció 30 días a los generadores eléctricos para desistir de reclamos y comenzar a cobrar las nuevas remuneraciones.

El deterioro de ingresos a generadores que ya fue reducido en términos históricos desde febrero 2019 con agravamiento en 2020 y 2021, produjo un incremento severo de la indisponibilidad.

El esquema de remuneración fue inicialmente modificado mediante la Resolución N.º 238/2022, con vigencia a partir de abril de 2022, la cual actualizó los valores remunerativos. Posteriormente, dicho esquema fue objeto de sucesivas modificaciones a través de las Resoluciones N.º 826/2022, N.º 869/2023 (octubre de 2023), N.º 9/2024 (febrero de 2024), N.º 99/2024 (junio de 2024), N.º 193/2024 y N.º 233/2024 (agosto de 2024), así como por la Resolución N.º 285/2024 y la Resolución SCEyM N.º 20/2024, seguidas por las Resoluciones N.º 387/2024 y N.º 603/2024.

Asimismo, durante el año 2025 y comienzos de 2026 se introdujeron ajustes adicionales mediante las Resoluciones N.º 27/2025, N.º 113/2025, N.º 143/2025, N.º 227/2025, N.º 280/2025, N.º 331/2025, N.º 356/2025, N.º 381/2025, N.º 483/2025, N.º 602/2025 y N.º 34/2026 Véase *“Información de las Co-Emisoras — Estructura Energética Argentina — Actualización del esquema de remuneración para precios en el Mercado Spot”*.

Resolución 1037/2021

La Resolución 1037/2021, publicada el 2 de noviembre de 2021, estableció un reconocimiento adicional a los generadores en el concepto de Energía Base derivado de las exportaciones realizadas a Brasil por CAMMESA.

Sin embargo, la Secretaría de Energía no definió el modo de instrumentación a los generadores eléctricos, sino que emitió la Resolución 593/2022 por la que decidió asignar la renta incremental para el financiamiento de obras del “Plan Federal de Transporte Eléctrico Regional” propiciado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica. La Resolución 606/2023 emitida por el Ministerio de Economía instruyó a CAMMESA a realizar una operación de crédito del Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista para garantizar la disponibilidad de fondos necesarios para ejecutar la obra de transporte de gas “Proyecto De Reversión Del Gasoducto Norte – Obras Complementarias Al Gasoducto Presidente Néstor Kirchner”.

Resoluciones 238/2022 y 826/2022

Ante la gravedad de la situación operativa de unidades de generación sin contratos a término, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución 238/2022 el 21 de abril de 2022, que ajustó parcialmente y de modo inferior a la evolución inflacionaria, las diferentes remuneraciones a estos generadores. La situación desfavorable de incremento marcado de indisponibilidad, llevó a que el 14 de diciembre de 2022 se aprobara la Resolución SE 826/2022 que posteriormente actualizó el esquema de remuneración de Energía Base creado por la Resolución 1/2019 y modificado por la Resolución 31/2020.

Resolución 961/2023

La Secretaría de Energía por una Nota a CAMMESA la instruyó a suspender el proceso de firma de los contratos de los proyectos adjudicados de la convocatoria Contratos de Abastecimiento de Confiabilidad de

Generación Térmica (“TerConf”) de Resolución 936/2024, que habían sido licitados para sumar 3.340 MW de potencia.

Resolución 9/2024

La nueva Administración iniciada en diciembre de 2023 expresó en varias oportunidades su preocupación en actualizar la remuneración de las unidades de generación sin contratos en el contexto inflacionario y de devaluación. El 7 de febrero de 2024, la nueva administración bajo la presidencia de Javier Milei emitió la Resolución 9/2024, que posteriormente actualizó el esquema de remuneración del mercado spot establecido en la Resolución 1/2019 y modificado en la Resolución 31/2020, aplicable a las transacciones económicas desde febrero de 2024. La Resolución estableció valores transitorios “de aplicación excepcional y hasta tanto se definan e implementen gradualmente los mecanismos regulatorios orientados a lograr un funcionamiento autónomo, competitivo y sustentable que permita la libre contratación entre la oferta y demanda, y un funcionamiento técnico, económico y operativo que posibilite la integración de las diferentes tecnologías de generación para asegurar un sistema confiable y de mínimo costo”.

Los fundamentos de esta norma son de máxima importancia hacia el futuro, ya que explícitamente indica que estos ajustes son provisorios y excepcionales en cuanto a la adecuación de los conceptos remunerados, estableciendo que el sistema eléctrico tendrá nuevas reglas de operación que deberán entrar en vigencia no más allá del 1° de julio de 2024.

El esquema de remuneración adoptado en virtud de la Resolución N° 9/2024 fue posteriormente modificado por las Resoluciones N° 99/2024, 193/2024 y 233/2024. Con fecha 30 de septiembre de 2024, se dictó la Resolución N° 285/2024, la cual modificó el esquema aprobado por la Resolución N° 233/2024 y sus Anexos I, II, III, IV y V, los cuales, a su vez, fueron posteriormente modificados por la Resolución N° 20/2024 de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería y por normas adicionales dictadas por la Secretaría de Energía, incluyendo las Resoluciones N° 387/2024, N° 603/2024, N° 27/2025, N° 113/2025, N° 143/2025, N° 177/2025, N° 227/2025, N° 280/2025, N° 331/2025, N° 356/2025, N° 381/2025, N° 483/2025, N° 602/2025 y N° 34/2026 (véase “*Información de las Co-Emisoras — Estructura Energética Argentina — Actualización del esquema de remuneración para los precios en el Mercado Spot*”).

Resolución 7/2024

Esta Resolución 7 de la nueva Administración es igualmente relevante que la 9/2024, en el sentido de ajustar el Precio Estacional de la Energía, para el periodo entre febrero y abril, con incrementos sustanciales en el mismo a los consumidores Residenciales N1, al igual que a PyMes de carácter industrial o comercial, al retirar en forma completa los subsidios. No obstante, los mismos se mantienen para todos los consumidores N2 y N3 (en su energía base de 400 KWh/mes) que representan el 65% de los consumidores residenciales, aunque consumen el 74% de la energía de este segmento.

Sin embargo, la importancia radica en la señal de la nueva Administración de reducción acelerada de los subsidios y normalización del funcionamiento financiero del sistema eléctrico.

Desde la Resolución 7/2024, los precios estacionales se establecieron a través de las Resoluciones N° 92/2024 (Programación Estacional de Invierno para el MEM, correspondiente al período del 1 de mayo al 31 de octubre de 2024) y N° 192/2024 (Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM, correspondiente al período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2024).

Resolución 101 y 102/2024

Estas Resoluciones del ENRE bajo la nueva Administración actualizan nuevos márgenes de distribución y tarifas finales a consumidores de diferentes categorías, de las distribuidoras eléctricas EDESUR y EDENOR respectivamente, con fuertes aumentos que constituyen la señal de normalización para este segmento de la cadena de electricidad en el país.

El 21 de diciembre de 2023, bajo la presidencia de Javier Milei, el PEN dictó el Decreto N° 70/2023, que, además de declarar una emergencia pública en diversas áreas, incluidas las cuestiones económicas y tarifarias hasta el 31 de diciembre de 2025, enfatiza la desregulación del comercio, los servicios y la industria, y establece las “Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina”.

Este conjunto de medidas implementadas desde el inicio de la gestión gubernamental en diciembre de 2023 apunta a un cambio de paradigma en las políticas públicas vinculadas con el sector industrial. El espíritu plasmado en la señalada ley 27442 conocida como la “Ley de Bases”, norma que enfatiza la máxima desregulación del comercio, los servicios y la industria, basándose en la libertad de mercado y la competencia. En ese sentido, en julio de 2025, se dictó el Decreto N°450/2025 que, recogiendo las directrices de la mencionada “Ley Bases”, adoptó medidas tendientes a los propósitos de esta.

Resolución SE N° 21/2025

Con fecha 28 de enero de 2025, la Secretaría de Energía dictó la Resolución SE N° 21/2025, mediante la cual se introdujeron modificaciones al marco regulatorio del sector eléctrico argentino con el objeto de avanzar en su normalización progresiva.

En términos generales, la Resolución SE N° 21/2025: (i) flexibiliza parcialmente las restricciones aplicables a la celebración de contratos de abastecimiento de energía en el Mercado a Término (“MAT”); (ii) introduce un esquema más descentralizado de gestión de combustibles para generadores térmicos; y (iii) establece incentivos para el desarrollo de nueva capacidad de generación en condiciones competitivas.

En particular:

- **Reactivación del Mercado a Término (MAT):** A partir del 1 de enero de 2025, determinados proyectos de generación convencional, cogeneración y autogeneración que hayan alcanzado la habilitación comercial quedan exceptuados de la suspensión de celebración de nuevos contratos dispuesta por la Resolución SE N.º 95/2013. En consecuencia, dichos proyectos pueden celebrar contratos de abastecimiento en el MAT y operar bajo los procedimientos vigentes de despacho y formación de precios. Asimismo, los proyectos de generación térmica, hidroeléctrica y nuclear dejan de estar sujetos a dicha restricción, habilitándose la celebración de contratos de suministro en dicho mercado.
- **Descentralización de la gestión de combustibles:** La Resolución SE N° 21/2025 deroga la Resolución SE N° 354/2020 y establece un nuevo esquema en materia de abastecimiento de combustibles, conforme al cual: (i) CAMMESA continuará gestionando el abastecimiento de combustibles para los generadores que operen bajo contratos sin obligación de autoabastecimiento; (ii) los generadores térmicos que operan en el mercado spot podrán gestionar su propio abastecimiento de combustible a partir del 1 de marzo de 2025, actuando CAMMESA como proveedor de última instancia; y (iii) los costos de combustible serán reconocidos sobre la base de los costos variables de producción (CVP) declarados, incluyendo transporte, logística, impuestos y demás cargos asociados.
- **Valores transitorios del Costo de Energía No Suministrada (CENS):** A partir del 1 de febrero de 2025, se establecen nuevos valores de referencia para el CENS, incluyendo umbrales diferenciados en función del nivel de déficit del sistema, los cuales se mantendrán vigentes hasta tanto se realice una revisión socioeconómica integral.
- **Eliminación del régimen “Energía Plus”:** Se dispone la derogación del régimen aplicable al servicio “Energía Plus” a partir del 1 de febrero de 2025. Los contratos vigentes continuarán en ejecución hasta su vencimiento, no admitiéndose la celebración ni renovación de nuevos contratos con posterioridad al 31 de octubre de 2025.

• **Facultades regulatorias:** Se otorgan amplias facultades a la Subsecretaría de Energía Eléctrica para dictar normas complementarias y reglamentarias necesarias para la implementación de la resolución.

Resolución 400/2025

En virtud de lo dispuesto en el artículo 162 de la Ley de Bases, el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) fue facultado para adecuar el marco normativo del sector electrónico con el objetivo de promover la competitividad, garantizar la libre comercialización de la energía, y asegurar la sustentabilidad económica del sistema.

En ejercicio de estas facultades el PEN dictó el Decreto N° 450/2025, que dispuso un periodo de transición de veinticuatro (24) meses destinados a la adecuación progresiva de las reglamentaciones y normativa complementaria aplicables al sector. Dicho decreto, ordenó a la SE a desarrollar acciones necesarias para una transición gradual, ordenada y previsible. En el marco de este proceso la SE, dictó la Resolución 400/2025, mediante la que se aprobaron las “Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva (en adelante las “Reglas”) aplicables a las transacciones económicas del MEM a partir del 1° de noviembre de 2025.

Las Reglas constituyen el principal instrumento de implementación del nuevo esquema normativo, orientado a:

- Promover la apertura y competencia del mercado eléctrico incluyendo la importación y exportación de energía eléctrica bajo acuerdos bilaterales entre agentes privados.
- Garantizar la libre contratación entre generadores, distribuidores y grandes usuarios, habilitando a estos últimos a elegir libremente su proveedor.
- Modernizar los mecanismos de despacho económico, tomando como referencia el costo marginal horario y el costo de la energía suministrada.
- Asegurar la sostenibilidad del servicio público, mediante tarifas basadas en costos reales de suministro que permitan cubrir las necesidades de inversión y operación.
- Impulsar la transparencia y profesionalización de las estructuras institucionales del sector eléctrico y de los procesos de fijación de precios.

Por otro lado, las Reglas establecen una nueva segmentación de la demanda y la oferta en el MEM:

- La Demanda de Distribuidores se subdivide en Demanda de Grandes Usuarios de Distribución (GUDI), con potencia contratada igual o superior a 300kW y Demanda Estacionalizada de Distribución, compuesta por la demanda residencial (demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MEM destinada al servicio residencial, correspondiente a la categoría residencial en los cuadros tarifarios aplicables) y la demanda no residencial (toda demanda de energía eléctrica que no califique como GUDI ni como residencial, es decir, comercial).
- Generación Asignada: incluye la generación bajo contratos de abastecimiento vigentes (Res. SE N°220/2017, 21/2016, 287/2017, FONINVEMEM II, GENREN, RenovAr, entre otros) y las concesiones hidráulicas y nucleares administradas por el Estado Nacional.
- Generación al Spot: comprende la generación no comprometida contractualmente, habilitada a participar del despacho económico y del Mercado Spot o del Mercado a Término (MAT).
- Generación Nueva: aquella con habilitación comercial posterior al 1° de enero de 2025.

Las centrales bajo control estatal (ENARSA y sus participadas) permanecerán bajo régimen regulado hasta su privatización, mientras que el resto de los agentes podrá optar por adherir al nuevo régimen competitivo.

Asimismo, el nuevo marco establece un sistema de remuneración mixto que combina precios regulados y precios de mercado, aplicable según la categoría de generación y tipo de combustible:

- Generación Asignada: mantiene la remuneración contractual o regulatoria vigente hasta la finalización de los respectivos contratos.
- Generación al Spot: se remunera en función del costo variable de producción y del costo marginal horario, incorporando un Factor de Renta Adaptado que evolucionara de 0.15 (2025-2026) a 0.35 (2028 en adelante).
- Generación Nueva: gozará de un FRA igual a 1, incentivando la incorporación de nueva capacidad instalada.
- Generación Renovable: percibirá remuneración equivalente al régimen térmico, con costos variables de producción (CVP) igual a cero y una Renta Marginal Adaptada mínima de 32 USD/MWh para los proyectos habilitados antes del 31/12/2024, y plena liberalización para los posteriores.
- Generación Hidráulica y Nuclear: continuaran sujetas a esquemas regulados o específicos determinados por la SE.

La Resolución N° 400/2025 establece una transición hacia un sistema de gestión de combustibles más competitivo y descentralizado, a ser plenamente implementado a partir del 1 de enero de 2029. Durante el período de transición (hasta el 31 de diciembre de 2028), el gas natural destinado a la generación eléctrica será despachado sobre la base de ofertas firmes bajo contratos del Plan Gas, los cuales vencen a fines de 2028. Los generadores asumirán progresivamente la responsabilidad de procurarse su propio combustible (gas natural y combustibles alternativos), actuando CAMMESA como proveedor de última instancia para aquellos generadores que no gestionen su propio abastecimiento. Los generadores con autogestión de combustible tendrán acceso a un esquema de remuneración basado en los costos marginales horarios y el Mercado a Término. A partir de 2029, todos los generadores deberán gestionar íntegramente su propio abastecimiento de combustible.

Los generadores recuperarán los costos de combustible mediante la declaración de su Costo Variable de Producción (CVP) a los fines del despacho. El despacho continuará basado en el costo mínimo de operación y el riesgo de falla. Los generadores con autogestión de combustible podrán declarar libremente su CVP dentro de un rango de entre el 75% y el 125% del costo de referencia, mientras que aquellos sin autogestión estarán sujetos a costos de referencia y no participarán en el esquema de remuneración.

El Mercado Spot abarcará la energía no comprometida contractualmente ni destinada a la demanda estacionalizada, con precios determinados sobre la base del Costo Marginal Horario (CMgh), ajustado mediante un Factor de Spot Marginal Adaptado (FSA) que se incrementará progresivamente durante el periodo de transición.

El Mercado a Término (MAT) habilita la contratación libre entre generadores, grandes usuarios del MEM, GUDIs y distribuidoras, bajo condiciones pactadas entre las partes respecto de precios, cantidades y plazos. Los contratos celebrados en el MAT tendrán liquidación mensual por energía efectivamente generada y no contemplan la transferencia de saldos contractuales.

Los generadores térmicos con autogestión de combustible serán elegibles para percibir remuneración por Potencia Disponible (PPAD) durante las Horas de Remuneración de Potencia (HRP) definidas (90 horas semanales), siempre que declaren disponibilidad de combustible. El precio horario de la PPAD se fija en USD 12/MW, con factores de ajuste en función del tipo de combustible y la estacionalidad. Los generadores sin autogestión de combustible experimentarán una reducción gradual en la remuneración por potencia, la cual se reducirá a cero hacia 2028, salvo que sean despachados.

Asimismo, la Resolución N° 400/2025 crea un esquema de Servicio Adicional de Reserva de Confiabilidad destinado a asegurar un nivel mínimo de reserva operativa y sostener la capacidad firme del sistema durante la transición propuesta. El Servicio Adicional de Reserva de Confiabilidad tiene por objeto incentivar nuevas inversiones en capacidad firme mediante el otorgamiento de una remuneración de aproximadamente USD 9.000 por MW por mes, por un período de hasta diez (10) años consecutivos, a proyectos térmicos, hidroeléctricos o de almacenamiento que ingresen al MEM a partir de 2025 y sean aprobados por la Secretaría de Energía en aquellas áreas donde CAMMESA identifique la necesidad de reforzar los márgenes de reserva.

Asimismo, se autoriza la importación y exportación privada de energía eléctrica, mediante acuerdos bilaterales entre agentes del MEM, sujetos al principio de operación económica de mínimo costo.

En cuanto al régimen monetario, las transacciones económicas del MEM se liquidan en pesos argentinos tomando como referencia el tipo de cambio mayorista BCRA Comunicación “A” 3500. Los valores expresados en dólares estadounidenses se convierten al tipo de cambio correspondiente al último día del mes que refiera el Documento de Transacciones Económicas emitido por CAMMESA.

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 a 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.

Por todo lo expuesto anteriormente, la Sociedad adaptará progresivamente su gestión operativa, contractual y financiera a las nuevas reglas tendientes hacia la libre competencia, eficiencia económica y sostenibilidad técnicas que han sido establecidas por la autoridad de aplicación, manteniendo su participación en los Mercados Spot y a Término conforme a la evolución normativa del sector.

Contratos de suministro ejecutados en virtud de la Resolución SEE N°21/2016 y la Resolución SEE N°287/2017

La Resolución SEE N° 21/2016, publicada el 23 de marzo de 2016, estableció un procedimiento de licitación para la venta de nueva capacidad de generación a CAMMESA que debía instalarse en los siguientes períodos: (a) verano 2016/2017; (b) invierno 2017; y (c) verano 2017/2018. La entonces Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas de las empresas generadoras por una disponibilidad de capacidad de 6.611 MW y, el 15 de junio de 2016, otorgó un monto agregado de 2.871 MW de dicha capacidad disponible. La reapertura del proceso de licitación permitió la adjudicación de aproximadamente 500 MW adicionales.

Los oferentes adjudicados suscribieron un Contrato de Abastecimiento de Energía (CCEE, por sus siglas en inglés) denominado en dólares estadounidenses con CAMMESA, actuando en nombre de los distribuidores y grandes usuarios del MEM, con Pagos Fijos por Capacidad y Pagos Variables vinculados a los costos de generación, para la nueva capacidad de generación instalada que alcanzara niveles de operación comercial. Estos CCEEs tienen plazos que van de 5 a 10 años y proveen una capacidad agregada igual o superior a 10 MW por unidad generadora y 40 MW como máximo. La remuneración se denomina en dólares estadounidenses por MW por mes y en dólares estadounidenses por MW por hora, considerando el costo del combustible.

El combustible para la generación es suministrado por CAMMESA, conforme al Artículo 8 de la Resolución SE N°95/2013, hasta un límite específico de eficiencia de combustible medido en Kcal/KWh (el “Consumo Específico Garantizado”). En general, los CCEEs estipulan que sí, debido a cambios regulatorios futuros, un generador debe adquirir combustible en el mercado en lugar de ser suministrado por CAMMESA, el generador debe reembolsar el costo de dicho combustible, hasta el Consumo Específico Garantizado.

El objetivo de la Resolución SEE N°287/2017 era reducir el costo general de la generación de electricidad derivado de proyectos que mejorarían la productividad al agregar turbinas de vapor que utilizan gases de escape de sistemas de ciclo abierto que consisten en motores o turbinas que consumen la misma cantidad de combustibles. También se buscaba maximizar las oportunidades en plantas industriales para generar electricidad, ya sea utilizando vapor generado en el proceso industrial para generar electricidad o utilizando gases de escape del proceso industrial para generar electricidad en menor medida.

El 26 de septiembre de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución N° 820/2017, por la cual se adjudicaron tres ofertas con sus respectivos contratos, y se solicitó a los oferentes restantes que presentaran mejoras a sus propuestas.

Del mismo modo, el 18 de octubre de 2017 se publicó la Resolución N° 926/2017, mediante la cual se adjudicaron más ofertas con sus respectivos contratos.

Además de los cuatro marcos legales bajo los cuales las plantas de generación de energía convencional pueden operar, ha habido cambios significativos recientes en las regulaciones del mercado eléctrico que, aunque no afectan directamente a estas normativas, tienen un impacto considerable en Sector Eléctrico Argentino.

Decreto N° 134/2015

El Decreto N° 134/2015, de fecha 17 de diciembre de 2015, declaró el estado de emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, e instruyó al entonces Ministerio de Energía y Minería a tomar todas las medidas necesarias en los segmentos de generación, transmisión y distribución para ajustar la calidad y garantizar el suministro eléctrico.

Aunque el estado de emergencia no fue extendido en 2018, el 20 de diciembre de 2019, se promulgó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, que volvió a declarar la emergencia pública en materia tarifaria y energética, y extendió esta declaración a los ámbitos económico, financiero, fiscal, administrativo, previsional, sanitario y social, delegando una variedad de facultades al PEN para cumplir con los objetivos establecidos en la normativa. Asimismo, el Decreto N° 55/2024 declaró la emergencia en los segmentos de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024.

Resolución N° 81/2019

El 8 de marzo de 2019, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución N° 81 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a licitación pública nacional e internacional con el objeto de contratar la construcción de la Línea de Extra Alta Tensión de 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, estaciones transformadoras y obras complementarias a 132 kV.

Resolución N° 25/2019

El 2 de septiembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 25/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico. Esta resolución convocó a los Agentes Generadores que han celebrado un contrato de suministro de energía con CAMMESA bajo los términos de la Resolución N° 287/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica a establecer una nueva Fecha Esperada de Operación Comercial con un límite de ciento ochenta (180) días a partir de la Fecha Esperada de Operación Comercial original. Además, la Resolución N° 25/2019

estableció una serie de penalidades en caso de que la nueva Fecha Esperada de Operación Comercial exceda los ciento ochenta (180) días a partir de la Fecha Esperada de Operación Comercial original.

Ley N° 27.541

El 23 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública. En su Título III, la ley contiene disposiciones relacionadas con el sector energético. El artículo 5 de la Ley N° 27.541 autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral actual o iniciar una revisión extraordinaria, de conformidad con las Leyes N° 24.065.

Asimismo, el artículo 6 de la Ley N° 27.541 facultó al PEN para intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por un período de un (1) año. A través del artículo 124 de la Ley N° 27.467, se dispuso que tanto EDENOR como EDESUR serían transferidas a la jurisdicción regulatoria del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (en lo que respecta a la prestación del servicio de distribución). Sin embargo, esta transferencia nunca se implementó, y la Ley N° 27.541 ordenó la suspensión de la transferencia, estableciendo que durante el período de emergencia declarado por la ley (que expiraría el 31 de diciembre de 2020), el ENRE mantendría sus facultades regulatorias sobre el servicio público de distribución eléctrica de estas empresas.

Resolución N° 12/2019

El 30 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, que (i) derogó la Resolución N° 70/2018 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía y (ii) restableció, a partir del 30 de diciembre de 2019, la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía.

En consecuencia, los generadores, autogeneradores y cogeneradores del MEM a la fecha no han podido adquirir su propio combustible, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 95/13.

Decreto N° 277/2020

El 17 de marzo de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 277/2020, emitido por el Poder Ejecutivo Nacional, por el cual: (i) se ordena la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020; y (ii) se designa a Federico José Basualdo Richards como interventor. Esta intervención fue prorrogada por el Decreto N° 871/2021, y se extendió hasta el 31 de diciembre de 2022. Este decreto se emitió en el marco de la autorización otorgada por la Ley N° 27.541.

Además, el decreto instruye al interventor a realizar una auditoría y una revisión técnica, legal y económica evaluando los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en el sector energético, y a revisar los concursos que precedieron al nombramiento de los miembros del directorio del ENRE. Según la Ley N° 24.065, el directorio del ENRE debe estar compuesto por cinco miembros, seleccionados por el Gobierno Argentino. Dos de los miembros son propuestos por el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE).

Esta intervención del ENRE establecida por el Decreto N° 277/2020 ha sido objeto de sucesivas prórrogas en los años siguientes, implementadas por los Decretos N° 1020/2020, 871/2021, N° 815/2022 y, finalmente, el Decreto N° 55/2023 hasta diciembre de 2024.

Decreto N° 297/2020 y Decisión Administrativa N° 468/2020

Dado que la empresa se dedica a la generación de energía eléctrica, quedó comprendida en las disposiciones del inciso 23 del artículo 6 del DNU N° 297/20 (cuarentena), publicado el 20 de marzo de 2020, que incluyó excepciones al aislamiento social obligatorio para “Guardias mínimas que aseguren el funcionamiento y mantenimiento de yacimientos de petróleo y gas, plantas de tratamiento y/o refinación de petróleo y gas, transporte y

distribución de energía eléctrica, combustibles líquidos, petróleo y gas, estaciones de servicio y generadoras de energía eléctrica”.

Además, la Decisión Administrativa N° 468/2020 amplió la lista de actividades y servicios esenciales declarados durante la emergencia, tal como lo establece el Decreto N° 297/2020. Específicamente, incluyó las obras privadas relacionadas con infraestructura energética.

Nota NO-2020-33443613-APN-SE#MDP

Mediante esta nota, de fecha 21 de mayo de 2020, el Ministerio de Energía instruyó a CAMMESA a suspender todos los plazos para los proyectos bajo Resolución SEE N° 287/2017, con carácter retroactivo desde el 23 de diciembre de 2019 hasta el 30 de junio de 2020. En cuanto a los Contratos de Abastecimiento bajo la Resolución N° 287/2017, el efecto de esta nota es la suspensión de todas las intimaciones derivadas de posibles incumplimientos hasta la fecha de habilitación comercial comprometida. Adicionalmente, el 10 de junio de 2020, el Ministerio de Energía ordenó, mediante la Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP, la suspensión del cómputo del plazo de 180 días para la ejecución de contratos bajo la Resolución Ex SEE N° 287/2017. La suspensión se basó en las circunstancias derivadas de la pandemia de COVID-19 y el aislamiento social preventivo y obligatorio establecido por el DNU N° 297 del 19 de marzo de 2020. Posteriormente, el Subsecretario de Energía Eléctrica, mediante la Nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC del 10 de septiembre de 2020, extendió el plazo establecido en la Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP del 10 de junio de 2020 hasta el 15 de noviembre de 2020.

Decreto N° 1020/2020

Este decreto, publicado el 17 de diciembre de 2020 en el Boletín Oficial, inició el proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral actual para los proveedores de servicios públicos de transporte y distribución de electricidad y gas natural. El período de renegociación no podía exceder los 2 años desde la fecha de entrada en vigor del decreto.

En resumen, el decreto decidió extender el período de mantenimiento de las tarifas de electricidad y gas natural más allá de su vencimiento por un período de 90 días calendario, por lo que expiró el 23 de marzo de 2021. El 30 de abril de 2021, el ENRE emitió las Resoluciones N° 106/2021 y N° 107/2021, aprobando un aumento del 9% en la tarifa de electricidad para los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente. Además, el Decreto N° 1.020/2020 extendió la intervención del ENRE y ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2021 o hasta la conclusión del proceso de Revisión Tarifaria Integral, lo que ocurra primero.

En este contexto, para impulsar el proceso de renegociación, el ENRE emitió las siguientes resoluciones: Resolución N° 16/2021, Resolución N° 17/2021, Resolución N° 53/2021, Resolución N° 54/2021, Resolución N° 55/2021, Resolución N° 56/2021, Resolución N° 57/2021, Resolución N° 58/2021, Resolución N° 518/202, Resolución N° 52/2022, entre otras emitidas con posterioridad.

Resolución N° 131/2021

Esta resolución fue emitida el 24 de febrero de 2021, y a través de la misma, el Ministerio de Energía decidió lo siguiente: (i) aprobar la reprogramación definitiva trimestral de verano para el MEM para el período comprendido entre el 1 de febrero y el 30 de abril de 2021, tal como fue presentada por CAMMESA; y (ii) establecer, para el mismo período, el Precio de Referencia de la Potencia (“POTREF”) y el Precio Estabilizado de la Energía Eléctrica (“PEE”) para la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes de distribución y/o proveedores del servicio público de distribución, distinguiendo entre demandas residenciales pequeñas o aquellas inferiores a trescientos kilovatios (300 kW) y los Grandes Usuarios Distribuidores (“GUDI”) con demandas iguales o superiores a trescientos kilovatios (300 kW).

En la práctica, esta resolución implica una reducción del subsidio por parte del Gobierno Nacional al precio estacional de la energía eléctrica pagado por los GUDI en valores que oscilan entre un 50% y un 70%, en comparación

con los valores previamente establecidos en la Resolución N° 14/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

Resolución N° 551/2021

La Resolución N° 551/2021, de fecha 16 de junio de 2021, fue emitida por la Secretaría de Energía, bajo el Ministerio de Economía. A través de esta regulación, se realizaron modificaciones significativas al régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), enmendando la Resolución N° 281/2017 y sus modificaciones del entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación (texto actualizado conforme a la Resolución N° 230/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía). La Resolución N° 551/2021 fue promulgada para reestructurar la organización y administración de las prioridades de despacho asignadas y asignables a la generación de energía renovable en el MATER.

En términos generales, la regulación establece: (i) el pago de la reserva de prioridad de despacho durante el trimestre asignado, en lugar de crear una garantía, como se indicaba en la Resolución N° 281; (ii) una reserva de prioridad de despacho para el trimestre de asignación. En cuanto a la extensión del plazo de habilitación comercial, la resolución permite la posibilidad de solicitar una prórroga por hasta ciento ochenta (180) días consecutivos al demostrar avances en la obra; un proceso para proyectos que soliciten una prórroga por hasta ciento ochenta (180) días consecutivos independientemente del progreso de la obra alcanzado; y otro proceso para proyectos que pretendan solicitar una prórroga adicional de hasta trescientos sesenta (360) días consecutivos más allá de los contemplados en los puntos a) o b), independientemente del progreso de la obra alcanzado. (iii) En cuanto a la pérdida de la Prioridad de Despacho Asignada, se amplían las oportunidades para la pérdida de la prioridad de despacho asignada. Finalmente, la Resolución N° 551 instruyó a CAMMESA a invitar a los proyectos que, a la fecha de esta resolución, tengan una prioridad de despacho asignada, a optar por adherirse a las disposiciones de la Resolución N° 551 dentro de un plazo de sesenta (60) días consecutivos.

Resolución N° 742/2021

La Resolución N° 742/2021, publicada el 3 de agosto de 2021, modifica la Resolución N° 285/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería. El objetivo fue favorecer la implementación efectiva de proyectos incluidos en las rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr y la Resolución N° 202/16 del ex Ministerio de Energía y Minería. La resolución modificó lo siguiente:

- Extensión del plazo adicional establecido por la Resolución N° 285 para alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial.
- Modificación de la posibilidad de solicitar la aplicación de la Resolución N° 285, conforme a las modificaciones introducidas por la Resolución N° 742.
- Reducción de multas basadas en el progreso de las obras del proyecto o en un 70% en el caso de proyectos que hayan alcanzado la Habilitación Comercial más de 180 días después de la fecha comprometida.
- Establecimiento de un límite para el descuento de multas bajo los Contratos de Abastecimiento en relación con la compensación mensual para aquellos proyectos que hayan optado por pagar las penalidades en 48 cuotas.

Resolución N° 1260/2021

El 27 de diciembre de 2021, el Ministerio de Energía de la Nación emitió la Resolución N° 1260/2021. A través de esta normativa, el objetivo fue establecer un conjunto de requisitos que deben cumplir los titulares de proyectos que hayan celebrado contratos de abastecimiento. Esto con el fin de rescindir o redirigir dichos contratos de abastecimiento de energía eléctrica firmados en el marco del Programa RenovAr, rondas 1, 1.5, 2 y 3, o aquellos que fueron incorporados mediante la Resolución N° 202/2016 del ex Ministerio de Energía.

Resolución N° 14/2022

El 21 de enero de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 14/2022 emitida por el Ministerio de Energía, a través de la cual se introdujeron modificaciones al Régimen MATER de la Resolución N° 281/2017 y sus modificaciones.

En este contexto, la resolución introduce varios cambios al Régimen MATER. Específicamente, la norma reemplaza el artículo 9 del Anexo de la Resolución N° 281/2017, que establecía que en casos donde las solicitudes relacionadas con un Punto de Interconexión (“PDI”) superaran la capacidad de transmisión o transformación existente en ese punto de interconexión o cualquier limitación asociada, la Organización de Despacho convocaría a los solicitantes a un proceso de desempate, solicitando: (i) una declaración con la fecha de habilitación comercial de la planta de energía relevante; y (ii) un Informe de Producción de Energía actualizado con una antigüedad no mayor a 3 meses previos a la fecha de presentación.

En segundo lugar, la Resolución N° 14/2022 incorpora el artículo 9 bis a la Resolución N° 281/2017, que establece un esquema de inhibiciones aplicable a solicitudes realizadas desde el cuarto trimestre calendario del año 2021 en caso de incumplimiento con la entrada de la potencia asignada dentro de los plazos máximos o con los pagos para mantener la prioridad de despacho otorgada, regulada por el artículo 11 de la Resolución N° 281/2017.

En conclusión, la Resolución N° 14/2022 simplifica el proceso de desempate, eliminando los criterios de desempate basados en fechas de habilitación comercial, factores de capacidad, beneficios fiscales y sorteos. En su lugar, introduce un único requisito y procedimiento, que consiste en presentar un Factor de Ampliación de manera sucesiva hasta resolver el desempate. Además, establece inhibiciones proporcionales a los proyectos que no cumplan con los pagos para mantener la prioridad de despacho otorgada o con los plazos propuestos para la entrada en operación de la potencia.

Resolución N° 40/2022

El 1 de febrero de 2022, la Resolución N° 40/2022 fue publicada en el Boletín Oficial, aprobando la Reprogramación Trimestral de Verano para el WEM. Los precios de compra de energía correspondientes a los Grandes Usuarios (GU) con una demanda igual o superior a 300 kW fueron ajustados de aproximadamente 7000 \$/MWh a 8100 \$/MWh, mientras que el resto de los precios se mantuvieron de acuerdo con la Resolución N° 131. Como consecuencia, el precio monómico estacional en febrero de 2022 alcanzó los 2923 \$/MWh en comparación con el promedio de 2290 \$/MWh en febrero de 2021.

Resolución N° 105/2022

El 24 de febrero de 2022 se emitió la Resolución N° 105/2022, a través de la cual se modificaron el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y la Energía Estabilizada en el WEM prevista en la Resolución 40/2022 para la demanda eléctrica declarada por los Agentes de Distribución y/o los Prestadores del Servicio Público de Distribución del WEM, destinada a abastecer a sus usuarios, o a aquellos otros Prestadores del Servicio Público de Distribución de electricidad dentro del área de influencia o concesión del Agente de Distribución. La resolución se refiere a la aplicación del Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el WEM.

Las nuevas tablas tarifarias entraron en vigor a partir del 1 de marzo de 2022, con un aumento del 4% en la tarifa para los usuarios de EDENOR y EDESUR y un aumento promedio del 41% para los transportistas. Se estima un incremento del 15% para las pymes y empresas.

Decreto N° 277/2022

El 28 de mayo de 2022, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 277/2022, emitido por el Poder Ejecutivo Nacional. A través de este decreto se establecieron dos regímenes para el acceso al mercado de cambios para la industria de hidrocarburos, denominados “Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de

Petróleo” (“RADPIP”) y el “Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural” (“RADPIGN”).

El principal beneficio de estos regímenes es brindar a las empresas de la industria de hidrocarburos acceso al Mercado Libre de Cambios a través de un procedimiento específico, con el objetivo de impulsar inversiones en el sector. Según las consideraciones del Decreto N° 277, sus disposiciones se enmarcan en los objetivos de la Ley N° 26.741 y, con el propósito de asegurar el abastecimiento del mercado interno con gas natural y petróleo crudo, en consonancia con las Leyes N° 17.319 y 24.076.

Para beneficiarse del régimen, las entidades deben estar registradas en el Registro Nacional de Empresas Petroleras del Estado y poseer concesiones para la exploración de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional.

Decreto N° 332/2022

En junio de 2022, el Poder Ejecutivo Nacional y el Ministerio de Energía publicaron una serie de medidas relevantes para el sector energético, incluyendo electricidad, gas natural, combustibles y biocombustibles.

En primer lugar, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto N° 332/2022 el 16 de junio de 2022, que aprobó el Régimen de Segmentación de Subsidios aplicable al consumo residencial de los servicios públicos de gas natural y electricidad a través de la red. Este régimen establece un criterio de clasificación en tres niveles para los usuarios. Los usuarios residenciales de servicios de electricidad y gas natural que se encuentren en los Niveles 2 y 3 no experimentarán un nuevo aumento en sus facturas durante el año 2022. Por el contrario, los usuarios del Nivel 1 deberán pagar el costo total de los servicios públicos de electricidad y gas natural a través de la red, según lo indicado en la factura, según corresponda. Este proceso se implementará de manera gradual en tercios bimestrales, de modo que para finales de ese año estarán pagando el costo total de la energía facturada.

En segundo lugar, el Decreto N° 332/2022 también establece el “Registro de Acceso a los Subsidios Energéticos” (RASE). El RASE recopilará la lista de beneficiarios del Régimen de Subsidios basada en las declaraciones juradas presentadas por los usuarios de los servicios. Esta lista será comunicada para su implementación al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y a otros organismos reguladores, autoridades provinciales y/o empresas prestadoras de servicios públicos de distribución de electricidad y gas natural a través de la red. La información también será comunicada a los usuarios correspondientes.

Resolución N° 370/2022

El 16 de mayo de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 370/2022, que autoriza a los Agentes de Distribución del MEM y/o a los Prestadores del Servicio Público de Distribución a celebrar Contratos de Suministro de electricidad proveniente de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores dentro del MEM, para abastecer a sus clientes declarados como Grandes Usuarios o GUDI (Grandes Usuarios del Distribuidor).

La normativa incluye un Anexo a la Resolución N° 281, que tiene como objetivo crear el Mecanismo de Comercialización de Energía Eléctrica Renovable. Este Mecanismo prevé la comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables entre Distribuidores, Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores en el marco de las Transacciones Económicas del MEM.

Hasta la emisión de la Resolución N° 370/2022, no se había regulado la posibilidad de que los Distribuidores adquirieran, en nombre de sus Grandes Usuarios, electricidad proveniente de fuentes renovables mediante la ejecución de Contratos MATER, y este aspecto se aborda ahora en la Resolución N° 370.

Resolución SE N° 59/2023

El 7 de febrero de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 59/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación. Esta resolución tiene como objetivo permitir que los agentes generadores que poseen plantas de

generación térmica clasificadas como tecnología de ciclo combinado (“Agentes Generadores CC”) se adhieran a un Acuerdo de Disponibilidad y Mejora de la Eficiencia Energética (el “Acuerdo PAEIA”). Este Acuerdo PAEIA será firmado con CAMMESA, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, con el objetivo de estimular las inversiones necesarias en mantenimiento mayor y menor de los equipos de generación existentes que no estén comprometidos en contratos de compraventa de energía (CCEEs). Esto tiene como fin garantizar el suministro para satisfacer la demanda a mediano y largo plazo, asegurando menores costos de producción de energía.

La resolución buscó establecer un esquema de remuneración adicional para que los generadores térmicos altamente eficientes, con energía o potencia no contratada bajo CCEEs, es decir, aquellos que reciben remuneración bajo la Resolución N° 826/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación (la “Resolución N° 826”), puedan afrontar los costos asociados con las inversiones relacionadas tanto con las tareas de mantenimiento menor como mayor que puedan ser necesarias debido a la antigüedad de las instalaciones.

El Acuerdo PAEIA establece:

- Los requisitos específicos para el compromiso del generador autorizado, estipulando un compromiso de disponibilidad de al menos el 85% de la potencia neta instalada.
- Las unidades y la potencia comprometidas.
- El precio de la energía generada (fijo en U\$/MW-mes).
- La remuneración por la potencia comprometida, que será regida por la Resolución N° 826, con respecto a las unidades incluidas en el Acuerdo PAEIA (fijo en U\$/MW-mes), excluyendo los costos no relacionados con el combustible (ver punto 5.1 del Anexo II de la Resolución N° 826).
- Los Agentes Generadores CC acuerdan una reducción del 35% en el precio para la Potencia Garantizada Ofrecida (DGPO) según los términos de la Resolución N° 826, aplicable en los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto, y una reducción del 15% en el precio para la DGPO en los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.
- La documentación comercial y el pago serán realizados por CAMMESA, con el tipo de cambio aplicable especificado (Comunicación “A” 3500 BCRA).
- La vigencia, que según el artículo 2, inciso c de la Resolución, no puede exceder de cinco (5) años.
- En relación con las máquinas cubiertas y las condiciones del Acuerdo PAEIA, el Agente Generador CC debe renunciar irrevocablemente, completamente y sin condiciones a cualquier reclamo administrativo o procedimiento legal iniciado y en curso contra el Gobierno Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA relacionado con la remuneración actual o que pueda iniciarse en el futuro.

Resolución N° 165/2023

El 20 de marzo de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 165/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación (en adelante, “Resolución N° 165”). Su propósito era modificar el Artículo 1 de la Resolución N° 285/2018, enmendada por la Resolución N° 742/2021, respecto al número máximo mensual de penalidades establecidas en los contratos de suministro de energía para energía renovable firmados en el marco de los programas RenovAr Rondas 1, 1.5, 2 y 3, así como la Resolución N° 202 del 28 de septiembre de 2016.

Inicialmente, la Resolución N° 285/2018 establecía los criterios aplicados por CAMMESA en caso de incumplimientos detallados en las cláusulas relacionadas con la terminación de los Contratos de Suministro de Energía, así como para la recaudación de multas impuestas por fallas en la obtención de la autorización comercial en la fecha comprometida y en el suministro de la energía comprometida. A la luz de esto, el Artículo 1 de la Resolución N° 285/2018 estipulaba que el monto de las multas impuestas por CAMMESA debido al incumplimiento de la fecha de autorización comercial programada y/o del suministro de la energía comprometida (este último no aplicable a los proyectos adjudicados en el marco del Programa RenovAr 3) se descontaría del monto que el vendedor sancionado tiene derecho a recibir desde la fecha efectiva de autorización comercial, en: (i) 12 cuotas mensuales iguales y consecutivas; o (ii) a opción del vendedor, mediante comunicación escrita, en hasta 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, aplicando una Tasa Efectiva Anual equivalente al 1.7%, denominada en dólares, sobre el saldo.

Posteriormente, la Resolución N° 742/2021 añadió, para garantizar el mantenimiento mínimo de la planta generadora, que el descuento que CAMMESA realizaría como penalidad para aquellos vendedores que optaran por pagar en 48 cuotas no podría exceder el 40% de la remuneración mensual a recibir bajo el Contrato de Suministro de Energía.

Asimismo, si existía un saldo pendiente de la penalidad después de haberse pagado todas las cuotas, se estableció que se aplicaría la misma metodología hasta completar el pago total de la penalidad, sin que las cuotas excedan el plazo del Contrato de Suministro de Energía.

Mediante la Resolución N° 165/2023, se mantuvo la posibilidad de pagar las penalidades en cuotas, tal como lo estipulaba la Resolución N° 285, pero se hizo la siguiente distinción:

Además, mediante la Resolución N° 165/2023, el porcentaje máximo de la penalidad a pagar mensualmente se redujo a no exceder el 20% de la remuneración, manteniéndose la misma metodología para el saldo restante una vez agotadas las 48 cuotas. Este porcentaje se aplicará si las cuotas para el pago total de la penalidad no exceden el plazo del Contrato de Suministro de Energía. Si el saldo restante excede el plazo del Contrato de Suministro de Energía, CAMMESA quedó autorizada a reestructurarlo de acuerdo con el mecanismo que considere apropiado o a aumentar el descuento mensual de la penalidad del 20% al 40% de la remuneración mensual bajo el Contrato de Suministro de Energía.

Resolución N° 307/2023

Mediante la Resolución N° 307/2023 emitida por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) el 21 de marzo de 2023, se ordenó la intervención para el control y la fiscalización de EDESUR por un período de 180 días desde la notificación del acto. Según el ENRE, la distribuidora incumple de manera constante y sistemática los parámetros de calidad media, y ante eventos de gran magnitud, los procedimientos operativos para la atención de reclamos y la reposición de suministros fallan reiteradamente, lo que indica déficits en recursos, planificación operativa e inversiones. Al mismo tiempo, el interventor designado por el ENRE presentó una denuncia penal ante la justicia por la presunta comisión de delitos como la defraudación de derechos otorgados (Artículo 173, inciso 11 del Código Penal), abandono de personas (Artículo 106 del Código Penal) y entorpecimiento de los servicios públicos (Artículo 194 del Código Penal), derivado de la deficiente prestación del servicio público, caracterizada por interrupciones masivas del suministro en el área de concesión.

Resolución N° 54/2023

Mediante la Resolución N° 54/2023 de la Secretaría de Energía del 2 de febrero de 2023, se aprobó la Reprogramación Estacional de Verano del MEM y del MEMSTDF elevado por CAMMESA, lo cual elevó el precio para los usuarios de los niveles 1 y 3. Adicionalmente, se estableció un bloque base de consumo de 800 kWh/mes para los usuarios generales, que permaneció fijo al valor de noviembre de 2022; solo se incrementó el precio para el consumo en exceso.

Resolución N° 323/2023

Mediante la Resolución N° 323/2023 de la Secretaría de Energía del 29 de abril de 2023, se aprobó la Reprogramación Estacional de Invierno del MEM y del MEMSTDF elevado por CAMMESA, aplicando la eliminación total de los subsidios a los usuarios del nivel 1 y el bloque en exceso para los usuarios del nivel 3.

Resolución SE N° 961/2023

Mediante la Resolución N° 961/2023 de la Secretaría de Energía, con fecha del 29 de noviembre de 2023, se adjudicaron los contratos de suministro conforme a los términos establecidos en la Resolución N° 621/2023, que prevé una duración de 15 años, excepto para el ítem 1.0, que tiene una duración de 10 años. En total, se adjudicaron 29

proyectos con una capacidad total de 3.341 MW. Esta adjudicación de contratos estipulada bajo la Resolución N° 961/2023 fue anulada por la Resolución N° 151/2023 en julio de 2024.

Resolución SE N° 36/2023

Mediante la Resolución N° 36/2023 publicada el 2 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía convocó a la licitación pública nacional e internacional “RenMDI” con el objetivo de celebrar Contratos de Suministro de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA. El Documento de Pliegos y Anexos de la Convocatoria Pública Nacional e Internacional “RenMDI” (PLIEG-2023-02901580-APN-DNGE#MEC) incluyó la Sección 1: “Generación Renovable para Sustituir Generación Forzada” y la Sección 2: “Generación Renovable para Diversificar la Matriz,” junto con los objetivos de cada sección, límites de potencia para contratación, precios máximos por tecnología, requisitos técnicos y formales para las ofertas, valoración de costos para la sustitución de generación forzada por región y firmeza por tecnología, caracterización de nodos de conexión, metodología de evaluación de ofertas, propuestas de adjudicación y características de los Contratos de Suministro.

Resolución SE N° 609/2023

Mediante la Resolución N° 609/2023 publicada el 18 de julio de 2023, la Secretaría de Energía adjudicó los Contratos de Suministro de Energía Eléctrica Renovable “REN MDI”, conforme a los términos establecidos en la Resolución N° 36/2023 del 31 de enero de 2023. Para la Sección 1, se adjudicaron 51 proyectos con una capacidad total de 549 MW a un precio promedio de US\$71/MWh, y para la Sección 2, se adjudicaron 47 proyectos con una capacidad total de 94 MW a un precio promedio de US\$146/MWh. Es destacable que se adjudicaron proyectos solares (3) y eólicos (1) con almacenamiento como novedad.

Resolución N° 574/2023

Se establece que, en el marco de lo dispuesto en el Artículo 67.1 de los Contratos de Concesión de las Centrales Hidroeléctricas denominadas Alicurá, El Chocón Arroyito, Cerros Colorados y Piedra Del Águila, una vez que expiren los períodos de concesión, los concesionarios deberán continuar siendo responsables del respectivo Complejo Hidroeléctrico y cumplir con todas las obligaciones derivadas del contrato por 60 días consecutivos, prorrogables por otros 60 días consecutivos. Se designa a ENARSA como veedor.

Resolución N° 815/2023

Se prorroga por 100 días consecutivos, a partir de la expiración del período de 60 días consecutivos establecido en el Artículo 1 de la Resolución N° 574 del 10 de julio de 2023, de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, en el marco de lo dispuesto en el Artículo 67.1 de los Contratos de Concesión de las Centrales Hidroeléctricas denominadas Alicurá, El Chocón Arroyito y Cerros Colorados.

Es importante señalar que el 12 de agosto de 2024, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto 718/2024 regulando la Ley de Bases, que extiende las concesiones actuales para los complejos hidroeléctricos, prevé una licitación pública nacional e internacional para la participación mayoritaria de Alicurá Hidroeléctrica Argentina S.A., Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A., Cerros Colorados Hidroeléctrica S.A., y Piedra del Águila Hidroeléctrica Argentina S.A. y establece los términos de las concesiones para los complejos hidroeléctricos una vez adjudicado el paquete accionario.

Además, la Ley de Bases publicada el 8 de julio de 2024, estableció a ENARSA como una empresa pública "sujeta a privatización". A la fecha, ENARSA sigue siendo una empresa pública.

Decreto N° 55/2023

A través del Decreto Ejecutivo N° 55/2023 del 18 de diciembre de 2023, se declaró la Emergencia del Sector Energético Nacional en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción

federal, así como en el transporte y distribución de gas natural. Esta emergencia estará en vigor hasta el 31 de diciembre de 2024. El decreto estableció, entre otros, lo siguiente:

- **Precios:** Se instruye que los precios sean sancionados bajo condiciones de competencia y acceso libre para los segmentos cubiertos por la emergencia. El objetivo es mantener, en términos reales, 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 bajo condiciones técnicas y económicas adecuadas para proveedores y usuarios de todas las categorías.
- **Revisión Tarifaria Integral (RTI):** Se determina el inicio de la Revisión Tarifaria Integral (Leyes N° 24.065 y 24.076) para los prestadores de servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y para el transporte y distribución de gas natural. La fecha de entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024.
- **Entes Reguladores y de Control:** Se ordena la intervención del ENRE y del ENARGAS, organismos descentralizados, a partir del 1 de enero de 2024. La Secretaría de Energía está facultada para designar a los interventores. Los interventores serán responsables de informar sobre el cumplimiento de los procesos de renegociación establecidos por la Ley N° 27.541 y el Decreto N° 1020/2020, y de llevar a cabo los procesos de revisión tarifaria. La Secretaría de Energía deberá iniciar, en un plazo de 180 días, el proceso de selección de los miembros del Directorio de ENARGAS, y en el mismo período, revisar y/o redireccionar y/o confirmar y/o anular, según corresponda, el proceso de selección del Directorio del ENRE.
- **Audiencias Públicas:** Se determinó la aplicación de mecanismos que permitan la participación ciudadana en el proceso de ajuste tarifario temporal, considerando lo dispuesto por el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” (Decreto N° 1172/2002).
- **Convocatoria a Provincias:** Se invitó a las provincias a coordinar con la Secretaría de Energía las acciones de emergencia necesarias para asegurar la prestación de los servicios de distribución de electricidad dentro de sus jurisdicciones.

El 21 de diciembre de 2023, bajo la presidencia de Javier Milei, el PEN dictó el Decreto N° 70/2023, que, además de declarar una emergencia pública en diversas áreas, incluidas las cuestiones económicas y tarifarias hasta el 31 de diciembre de 2025, enfatiza la desregulación del comercio, los servicios y la industria, y establece las “Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina”.

Además, el Decreto N° 70/2023 faculta a la Secretaría de Energía para redefinir la estructura de los subsidios existentes, asegurando que los usuarios finales tengan acceso al consumo básico y esencial de electricidad y gas natural. Este beneficio debe considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, según las tarifas vigentes en cada punto de suministro.

Resolución N° 7/2024

Mediante la Resolución N° 7/2023 publicada por la Secretaría de Energía el 5 de febrero de 2024, se aprobó la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y para el MEMSTDF aplicable al período correspondiente del 1 de febrero de 2024 al 30 de abril de 2024. Los usuarios residenciales de nivel 1, el consumo excedente de nivel 3, los usuarios comerciales e industriales pagarán el costo de la energía sin subsidio. Sin embargo, los precios permanecen sin cambios para los usuarios de nivel 2 y para el bloque de consumo base de los usuarios de nivel 3. Además, aumentó el precio del transporte.

Resolución N° 8/2024

El 7 de febrero de 2024, a través de la Resolución N° 8/2024, se convocó a una Audiencia Pública para evaluar y abordar la redeterminación de la estructura de subsidios actual.

Resoluciones N° 101 y 102/2024

El 15 de febrero de 2024 y el 16 de febrero de 2024, a través de las Resoluciones N° 101/2024 y N° 102/2024, enmendadas por la Resolución N° 199/2024 y las Resoluciones N° 198/2024 respectivamente, se ajustaron las tarifas para Edenor y Edesur, con el traspaso del precio de la energía, el transporte y con la actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD). Se estableció una fórmula de actualización, que se implementaría a partir de mayo de 2024.

Resoluciones N° 104 a 111/2024

A través de las Resoluciones N.º 104/2024, 105/2024, 106/2024, 107/2024, 108/2024, 109/2024, 110/2024 y 111/2024, enmendadas por las Resoluciones N.º 512/2024, 513/2024, 514/2024, 515/2024, 516/2024, 517/2024, 518/2024 y 519/2024, el ENRE aprobó las tarifas de las empresas de transporte de energía eléctrica.

Resolución N° 34/2024

La Resolución N° 34/2024, publicada el 18 de marzo de 2024, reemplazó la Sección 5.6 del Capítulo V "Liquidación de Acreedores" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios ("Los Procedimientos") de CAMMESA, aprobados por la Resolución 61/1992. Además, da prioridad al pago del transporte de alta tensión de distribución troncal.

Resolución N° 40/2024

La Resolución N° 40/2024, publicada el 25 de marzo de 2024, suspendió el mecanismo de asignación de pagos realizados por los agentes Distribuidores del MEM y los proveedores de servicios públicos de distribución de electricidad reconocidos por el Ministerio de Energía, regulado en el Capítulo V de los Procedimientos para la Programación de la Operación.

Resoluciones N. 198 y 199/2024

A través de las Resoluciones N° 198/2024 y 199/2024, como se mencionó anteriormente, se ajustaron los cuadros tarifarios de Edenor y Edesur, pasando de 4 a 6 bloques de consumo.

Resolución N° 58/2024

El 8 de mayo de 2024, mediante la Resolución 58/2024 (y sus enmiendas Resolución 66/2024 y Resolución 77/2024), la SE estableció un régimen de pago excepcional, temporal y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM correspondientes a 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 actuales y así preservar el suministro del servicio público de electricidad, a la luz del déficit de recursos disponibles en el Fondo de Estabilización del MEM y la emergencia declarada por el Decreto 55/2023 y el Decreto 70/2023. Una vez determinados los montos en los acuerdos individuales, la Resolución establece el método para liquidar las liquidaciones y facturas:

- Las Liquidaciones de los Acreedores del MEM para las Transacciones Económicas de diciembre de 2023 y enero de 2024 se liquidarán dentro de los DIEZ (10) días hábiles a partir de la fecha de los acuerdos individuales mediante la entrega de títulos públicos "BONOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA EN DÓLARES STEP UP 2038" (BONO US\$ 2038 L.A.). El cálculo de los montos nominales a entregar por cada bono se realizará al tipo de cambio de referencia (Com. A3500) a la tasa vigente al cierre del día de aceptación formal por parte de los Agentes Acreedores del MEM según el procedimiento mencionado.
-
- Las Liquidaciones de los Acreedores del MEM para la Transacción Económica de febrero de 2024 se liquidarán con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA para cobros y con

los disponibles de las transferencias realizadas por el Estado Nacional al Fondo Unificado destinado al Fondo de Estabilización.

Además, la Resolución 58 instruye a CAMMESA a preparar y determinar con cada uno de los Deudores del MEM los montos correspondientes a las facturas por la venta de electricidad, vencidas en febrero, marzo y abril de 2024 respectivamente, y que, una vez determinados, mediante la firma de los respectivos acuerdos individuales, las facturas se liquidarán sujetas a los siguientes principios:

- Las facturas de los Deudores del MEM vencidas en febrero y marzo de 2024 se liquidarán en su totalidad a través de los planes de pago que CAMMESA acuerde con cada agente deudor, los cuales deberán adherirse a las siguientes condiciones: tasa de mercado del Banco Nación; y un plazo de 48 meses;
- Las Facturas de los Deudores del MEM vencidas en abril de 2024 deberán liquidarse en su totalidad dentro de un plazo de TREINTA (30) días calendario a partir de la fecha de vigencia de esta Resolución; Las facturas vencidas en mayo de 2024 deberán liquidarse en su totalidad bajo los términos y condiciones establecidos en la normativa vigente;

El incumplimiento de las disposiciones de los incisos (b) y (c) descalificará al agente deudor incumplidor para celebrar acuerdos de pago bajo las condiciones establecidas en el inciso (a) o resultará en la terminación del acuerdo si fue anterior al incumplimiento.

Resolución N° 270/2024

Mediante la Resolución N° 270/2024, publicada en el Boletín Oficial el 9 de mayo de 2024, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) aprobó el "Programa de Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2024". Esta resolución estableció los criterios y aspectos metodológicos que las empresas distribuidoras EDENOR y EDESUR deben seguir para realizar estudios tarifarios dentro del proceso de Revisión Tarifaria, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto N.º 55/2023, el Artículo 45 de la Ley N.º 24.065 y sus reglamentaciones, y los respectivos Contratos de Concesión.

Decreto N° 465/2024

El 27 de mayo de 2024, mediante el Decreto N.º 465/2024, se determinó la reestructuración de los regímenes de subsidios energéticos de jurisdicción nacional, con el objetivo de asegurar una transición gradual, ordenada y previsible hacia un esquema que permita: (i) trasladar los costos reales de la energía a los usuarios; (ii) promover la eficiencia energética; y (iii) asegurar que los usuarios residenciales vulnerables tengan acceso al consumo esencial de energía eléctrica, gas por red y gas envasado. Se estableció un Período de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados, que se extenderá desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre de 2024.

Resolución N° 90/2024

Dentro del marco de lo dispuesto por el Decreto N° 465/2024, a Resolución N° 90/2024, publicada en junio de 2024, estableció el porcentaje del precio de la energía que deben pagar los usuarios de Nivel 2 y 3. Además, se establecieron bloques de consumo base para este grupo de usuarios.

Resolución N° 92/2024

A través de la Resolución N° 92/2024, publicada el 5 de junio de 2024, se aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM y para el MEM DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF). Adicionalmente, se incrementó el precio del transporte.

Resoluciones N° 334 y 335/2024

Como se mencionó anteriormente, las Resoluciones N° 334/2024 y 335/2024 ajustaron las tablas tarifarias de Edenor y Edesur. Además, el DAV permaneció sin cambios.

Resolución N° 150/2024

La Resolución N° 150/2024 derogó la Resolución N° 2022/2005, que definía las instrucciones y mandatos regulatorios que podía emitir la Secretaría de Energía a CAMMESA de acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica. Esta derogación tenía como objetivo dirigir gradualmente el Sector Eléctrico Nacional hacia los principios rectores de las Leyes N.º 15.336 y 24.065, y reducir la intervención del Estado Nacional en el mercado eléctrico.

Resolución N° 191/2024

A través de la Resolución N° 191/2024, publicada el 2 de agosto de 2024, se estableció el precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para ser transferido a los usuarios finales en relación con los contratos o acuerdos de suministro vigentes, en el marco del Plan Gas.Ar, aprobado por el Decreto N.º 892/2020.

Resoluciones N° 518 y 520/2024

Las Resoluciones N.º 518/2024 y 520/2024 ajustaron las tablas tarifarias de Edenor y Edesur con el traspaso del precio de la energía y el transporte. En tal sentido, el DAV aumentó un 3%.

Resoluciones N° 510 a 517/2024

A través de las Resoluciones N° 510 a 517/2024, el ENRE aprobó las tarifas de las empresas de transporte de energía eléctrica.

Resolución N° 192/2024

Mediante la Resolución N° 192/2024 se aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), correspondiente al período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2024.

Actualización del esquema de remuneración para precios en el Mercado Spot

Después de la Resolución N° 9/2024, el esquema de remuneración de Energía Base del mercado spot fue actualizado por las siguientes resoluciones: Resolución N.º 99/2024, 193/2024 y 233/2024. Por lo tanto, a la fecha de la presente Adenda, los precios para las ventas en el mercado spot están regulados por la Resolución N.º 233/2024, publicada en el Boletín Oficial el 30 de agosto de 2024, y aplicable a todas las transacciones económicas a partir de septiembre de 2024.

El 30 de septiembre de 2024 se emitió la Resolución N.º 285/2024. La Resolución N.º 285/2024, que modifica la Resolución N.º 233/2024, la cual había actualizado previamente los valores del sistema de remuneración del MEM para transacciones a partir de septiembre de 2024, fue emitida dentro del marco establecido por los Decretos N.º 55/2023 y 70/2023. Esta resolución aclara que dicho sistema se aplicará de manera excepcional hasta que se definan e implementen gradualmente los mecanismos regulatorios destinados a lograr una operación autónoma, competitiva y sostenible, permitiendo la libre contratación entre la oferta y la demanda, así como un marco técnico, económico y operativo que posibilite la integración de diferentes tecnologías de generación para garantizar un sistema confiable y rentable.

Además, la Resolución N.º 285/2024 estipula que los nuevos valores de remuneración se aplicarán a partir de las transacciones económicas correspondientes a octubre de 2024, y establece un precio máximo spot para la sanción de los precios de mercado en el MEM de \$10.358/MWh.

Asimismo, los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución N.º 233/2024, que establecían: (i) los valores específicos a aplicar para determinar la remuneración de la generación térmica en el MEMSTDF; (ii) la remuneración

de la generación térmica autorizada; (iii) la remuneración de la generación hidroeléctrica autorizada y la generación de otras fuentes de energía; (iv) la remuneración de las plantas hidroeléctricas gestionadas por Entidades Binacionales, y (v) los criterios aplicables para la devolución/reembolso del financiamiento para mantenimiento mayor y/o extraordinario, fueron inicialmente reemplazados por la Resolución N° 285/2024 y, posteriormente, modificados, complementados y/o actualizados por la Resolución N° 20/2024 de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería y por normas adicionales dictadas por la Secretaría de Energía, incluyendo las Resoluciones N° 387/2024, N° 603/2024, N° 27/2025, N° 113/2025, N° 143/2025, N° 177/2025, N° 227/2025, N° 280/2025, N° 331/2025, N° 356/2025, N° 381/2025, N° 483/2025, N° 602/2025 y N° 34/2026, las cuales introdujeron ajustes adicionales al esquema de remuneración.

La Resolución N° 34/2026, dictada el 11 de febrero de 2026, reemplazó los Anexos I, II y III de la Resolución N° 602/2025, actualizando los valores de remuneración aplicables a los generadores en el MEM y en el MEMSTDF con efecto a partir de las transacciones económicas correspondientes a enero de 2026. Entre otros ajustes, la Resolución N° 34/2026 modifica el Anexo II, estableciendo el precio de potencia (Precio de Potencia Garantizada, PrecPotDIGO) aplicable a los generadores térmicos, expresado en ARS/MW-mes y diferenciado según el período estacional: ARS 7.549.733/MW-mes para los meses de verano (diciembre, enero y febrero) y de invierno (junio, julio y agosto), y ARS 5.662.303/MW-mes para los restantes meses (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre). Asimismo, establece un factor de ajuste de 1,2 para las unidades de ciclo combinado de menos de 150 MW, a fin de reflejar sus mayores costos de operación y mantenimiento. Adicionalmente, fija el Precio Spot para la valorización de regalías y de los servicios de reserva de corto plazo en ARS 14.669/MWh.

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTES)

Se informa al público inversor que por medio de la presente Adenda se actualiza y complementa la información que surge de la sección “*Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo De Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes)*” del Prospecto, exclusivamente en los apartados que se indican a continuación.

Para obtener mayor información acerca de la composición del Órgano de Administración y del Órgano de Fiscalización de las Sociedades, por favor remitirse a la sección “*Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización, del Consejo de Vigilancia y Comité de Auditoría (Titulares y Suplentes)*” del Prospecto.

a) Directores o Administradores y Gerencia

Conforme surge del acta de asamblea de CTR de fecha 9 de abril de 2026, se aprobó la designación de los miembros del Directorio, el cual quedo integrado por los Sres. Armando Losón (h), Tomas Vedoya, Darío Silva Villagrán, María Eleonora Bauzas y Roque Antonio Villa, conforme surge de la tabla que se detalla a continuación:

CTR:

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Fecha de Vencimiento (*)	Carácter (**)
Armando Losón (h)	Presidente	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	No independiente
Darío Silva Villagrán	Vicepresidente	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	No independiente
Maria Eleonora Bauzas	Director Titular	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	No independiente
Tomás Vedoya	Director Titular	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	No independiente
Roque Antonio Villa	Director Titular	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	No independiente

(*) Los Directores debidamente elegidos permanecerán en sus cargos hasta que sean reemplazados o se renueve su mandato, de conformidad con el Artículo 257 de la Ley General de Sociedades.

A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de los miembros titulares del directorio de CTR:

Armando Losón (h). El Sr. Losón nació el 16 de junio de 1973 en Santa Fe, Argentina. Es el Presidente de GEMSA y CTR. Obtuvo el título de Licenciado en Economía en la Universidad de San Andrés. También es Presidente de Generación Litoral S.A., Rafael G. Albanesi S.A., Alba Jet S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Rosario S.A., Holen S.A., Solalban Energía S.A. y Centennial S.A. Tiene más de 21 años de experiencia en la industria.

Darío Silva Villagrán. El Sr. Villagrán nació el 24 de junio de 1975 en Talca, Chile. Es Vicepresidente de GMSA y director titular de CTR. Obtuvo el título de Abogado en la Universidad Católica de Concepción (2001). También es vicepresidente de Generación Litoral S.A., Alba Jet S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Rosario S.A., Holen S.A., y Director Titular de Solalban Energía S.A. y Centennial S.A.

María Eleonora Bauzas. La Sra. Bauzas nació el 14 de noviembre de 1977 en Santa Fe, Argentina. Es Licenciada en Marketing egresada de la Universidad CAECE. Es Directora de GEMSA, CTR y AESA. También es Directora de Rafael G. Albanesi S.A., Alba Jet S.A., Generación Rosario S.A., Albanesi Power S.A., Generación Litoral S.A. y Bodega del Desierto S.A.

Roque Antonio Villa. El Sr. Villa nació el 5 de diciembre de 1957. Es Director de CTR. Se graduó como abogado de la Universidad Nacional de Córdoba en 1986 y como escribano de la Universidad de Morón en 1988.

Actualmente ejerce la abogacía y es asesor externo del Municipio de Río Ceballos. Ha cofundado la Cámara de Derecho Municipal del Colegio de Abogados de Córdoba, y se ha desempeñado como abogado de la Provincia de Córdoba, así como asesor externo de la Comuna de El Manzano y el Municipio de Río Ceballos. En el servicio público, ha ocupado cargos como concejal de Río Ceballos, Secretario de Gobierno del Municipio de Río Ceballos, Convencional Constituyente de Río Ceballos y Secretario Legislativo del Senado de la Provincia de Córdoba. Además, es Presidente de la Fundación DAVID NALBANDIAN, Presidente y asesor de DAJOR S.A. y VALHER S.A. y asesor de KEVORK S.A.

Tomas Vedoya. El Sr. Vedoya nació el 20 de julio de 1977 en Argentina. Es Director titular de GMSA y CTR. Obtuvo el título de Licenciado en Economía Empresaria en la Universidad Torcuato Di Tella (2000). También es director titular de Generación Litoral S.A., Alba Jet S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Rosario S.A.

b) Remuneración

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, no se distribuyeron honorarios a los directores de GEMSA ya que ellos renunciaron a percibir los mismos. Para ese mismo ejercicio, se distribuyeron \$4.230.000 entre los miembros de la Comisión Fiscalizadora por su gestión.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, no se distribuyeron honorarios a los directores de CTR ya que ellos renunciaron a percibir los mismos. Para ese mismo ejercicio, se distribuyeron \$2.925.000 entre los miembros de la Comisión Fiscalizadora por su gestión.

d) Otra Información Relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales

Comisión Fiscalizadora

Mediante actas de asamblea de fecha 9 de abril de 2026, las Co-Emisoras aprobaron la designación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora, los cuales quedaron integrados por los Sres. Enrique Omar Rucq, Marcelo Pablo Lerner, Francisco Agustín Landó, Marcelo Claudio Barattieri, Carlos Indalecio Vela y Roberto Antonio Lizondo.

El siguiente cuadro presenta información sobre los miembros de la Comisión Fiscalizadora de GEMSA:

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Vencimiento de mandato (*)	Carácter (**)
Enrique Omar Rucq	Síndico Titular	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2026	Independiente
Marcelo Pablo Lerner	Síndico Titular	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2026	Independiente
Francisco Agustín Landó	Síndico Titular	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2026	Independiente
Marcelo Claudio Barattieri	Síndico Suplente	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2026	Independiente
Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2026	Independiente
Roberto Antonio Lizondo	Síndico Suplente	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2026	Independiente

(*) Los miembros de la comisión fiscalizadora, oportunamente electos, permanecerán en sus cargos hasta tanto sean remplazados o renovados en sus funciones, según lo dispuesto en el Artículo 287 de la Ley General de Sociedades.

(**) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

El siguiente cuadro presenta información sobre los miembros de la Comisión Fiscalizadora de CTR:

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Vencimiento de	Carácter (**)
			mandato (*)	
Enrique Omar Rucq	Síndico Titular	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	Independiente
Marcelo Pablo Lerner	Síndico Titular	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	Independiente
Francisco Agustín Landó	Síndico Titular	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	Independiente
Marcelo Claudio Barattieri	Síndico Suplente	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	Independiente
Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	Independiente
Roberto Antonio Lizondo	Síndico Suplente	9 de abril de 2026	31 de diciembre de 2028	Independiente

(*) Los miembros de la comisión fiscalizadora, oportunamente electos, permanecerán en sus cargos hasta tanto sean remplazados o renovados en sus funciones, según lo dispuesto en el Artículo 287 de la Ley General de Sociedades.

(**) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

Enrique Omar Rucq. El Sr. Rucq nació el 3 de julio de 1957. Es síndico titular de GEMSA y CTR. Es contador y licenciado en Administración de Empresas egresado de la Universidad Nacional de Rosario. También es síndico titular en Alba Jet S.A Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A., Rafael G. Albanesi S.A. y Solalban Energía S.A. Antes de unirse a las Co-Emisoras, trabajó en Morando y Cripovich S.A., Rafael G. Albanesi S.A. y Correo Argentino S.A. Asimismo, se desempeña como socio gerente de Cocina Saludable SRL.

Marcelo Pablo Lerner. El Sr. Lerner nació el 19 de septiembre de 1968. Es síndico titular de GEMSA y CTR. Es abogado y contador egresado de la Universidad de Buenos Aires. También es síndico titular en Generación Litoral S.A. y Generación Rosario S.A., Solalban Energía S.A. y síndico suplente de Albanesi Power S.A. Además, es miembro del estudio jurídico Lerner y Asociados y trabaja de forma independiente.

Francisco Agustín Landó. El Sr. Landó nació el 2 de diciembre de 1945. Es síndico titular de GEMSA y CTR. Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y es escribano público desde 1977. También es síndico titular en Generación Litoral S.A. y Generación Rosario S.A.

Carlos Indalecio Vela. El Sr. Vela nació el 29 de enero de 1973. Es síndico suplente de GEMSA y CTR. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. También es síndico suplente en Generación Litoral S.A. y Generación Rosario S.A. Antes de unirse a las Co-Emisoras, fue Secretario de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y desde 2002 trabaja de manera independiente, exclusivamente en las áreas de derecho penal y tributario.

Marcelo Claudio Barattieri. El Sr. Barattieri nació el 23 de abril de 1971. Es síndico suplente de GEMSA y CTR. El Sr. Barattieri es graduado de la Universidad de Buenos Aires. También se desempeña como síndico suplente en Generación Rosario S.A. y Generación Litoral S.A. El Sr. Barattieri es socio gerente en el Estudio Lerner & Asociados S.R.L.

Roberto Antonio Lizondo. El Sr. Lizondo nació el 25 de septiembre de 1969. Es abogado egresado de la Universidad Nacional de Tucumán y posee una Maestría en Derecho (LL.M.) de The London School of Economics and Political Science. Es socio del estudio jurídico argentino Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán y se desempeñó como abogado extranjero asociado en Brown & Wood durante el período 1999–2000. Asimismo, es miembro del Comité de Supervisión de Soluciones Seguros de Personas y Patrimoniales S.A.

De acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 4° del Capítulo XXI de las Normas de la CNV, Enrique Omar Rucq, Marcelo Pablo Lerner, Francisco Agustín Lando, Carlos Indalecio Vela, Marcelo Claudio Barattieri, Roberto Antonio Lizondo son miembros independientes de la comisión fiscalizadora.

Audidores Externos

Información de GEMSA

Los estados financieros de GEMSA al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (firma miembro de PwC), CUIT 30-52573387-0, contadores públicos independientes, inscriptos en el CPCECABA bajo el T 1 F 17. El domicilio de Price Waterhouse & Co. S.R.L. es Bouchard 557 - Piso 8°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Los auditores de los últimos tres ejercicios anuales de GEMSA fueron los siguientes:

Balance al	Firmado por	Estudio contable	DNI	CUIL	Domicilio profesional	Consejo profesional
31/12/2023	Nicolás Ángel Carusoni	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	22.970.512	20-22970512-2	Bouchard 557, Piso 8°, CABA	C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141
31/12/2024	Nicolás Ángel Carusoni	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	22.970.512	20-22970512-2	Bouchard 557, Piso 8°, CABA	C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141
31/12/2025	Nicolás Ángel Carusoni	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	22.970.512	20-22970512-2	Bouchard 557, Piso 8°, CABA	C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de fecha 9 de abril de 2026 designó al estudio contable Price Waterhouse & Co. S.R.L., miembro de PriceWaterhouseCoopers, para que lleve a cabo las tareas de auditoría externa de la Compañía para el ejercicio que finalice el 31 de diciembre de 2026. Asimismo, designó nuevamente al Sr. Nicolas Ángel Carusoni —DNI 22.970.512; CUIL 20-22970512-2; domicilio profesional sito en Bouchard 557, Piso 8°, C.A.B.A.; CPCECABA T° 252 F° 141— como auditor externo titular; y al Sr. Gustavo Ariel Vidan —DNI 16.321.217; CUIL 20-16321217-0; domicilio profesional sito en Bouchard 557, Piso 8°, C.A.B.A.; CPCECABA T° 159 F° 64— como auditor externo suplente.

Información de CTR

Los estados financieros de CTR al 31 de diciembre de 2025, 2024, y 2023 fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (firma miembro de PwC), CUIT 30-52573387-0, contadores públicos independientes, inscriptos en el CPCECABA bajo el T° 1 F° 17. El domicilio de Price Waterhouse & Co. S.R.L. es Bouchard 557 - Piso 8°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Los auditores de los últimos tres ejercicios anuales de CTR fueron los siguientes:

Balance al	Firmado por	Estudio contable	DNI	CUIL	Domicilio profesional	Consejo profesional
31/12/2023	Raúl Leonardo Viglione	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	17.254.854	20-17254854-8	Bouchard 557, Piso 8°, CABA	C.P.C.E.C.A.B.A., T° 196 F° 169
31/12/2024	Nicolás Ángel Carusoni	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	22.970.512	20-22970512-2	Bouchard 557, Piso 8°, CABA	C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141
31/12/2025	Nicolás Ángel Carusoni	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	22.970.512	20-22970512-2	Bouchard 557, Piso 8°, CABA	C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de fecha 9 de abril de 2026 designó al estudio contable Price Waterhouse & Co. S.R.L., miembro de PriceWaterhouseCoopers, para que lleve a cabo las tareas de auditoría externa de la Compañía para el ejercicio que finalice el 31 de diciembre de 2026. Asimismo, designó nuevamente al Sr. Nicolas Ángel Carusoni —DNI 22.970.512; CUIL 20-22970512-2; domicilio profesional sito en Bouchard 557, Piso 8°, C.A.B.A.; CPCECABA T° 252 F° 141— como auditor externo titular; y al Sr. Gustavo Ariel Vidan —DNI 16.321.217; CUIL 20-16321217-0; domicilio profesional sito en Bouchard 557, Piso 8°, C.A.B.A.; CPCECABA T° 159 F° 64— como auditor externo suplente.

f) Empleados

Al 31 de diciembre de 2025, GEMSA contaba con 308 empleados, de los cuales 185 desempeñan su actividad laboral en las centrales de su propiedad, y los restantes 123 empleados lo hacían en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. 154 empleados son parte de un convenio colectivo. No esperamos experimentar huelgas o paros por parte de nuestros empleados.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la dotación de GEMSA era de 308 y 170 empleados, respectivamente. La diferencia de empleados en GEMSA entre el 31 de diciembre de 2024 y el 31 de diciembre de 2025 se debe principalmente a (i) la cesión de contratos de trabajo celebrada entre GEMSA como cesionaria y RGA como cedente, respecto de determinados empleados de RGA que habitualmente desempeñaban tareas para GEMSA bajo el contrato de servicios administrativos que mantenían dichas sociedades, y (ii) al agregado de los empleados de AESA (ahora GEMSA).

Al 31 de diciembre de 2025, CTR contaba con 25 empleados, de los cuales todos desempeñan su actividad laboral en la central de su propiedad, y ninguno en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. 21 empleados son parte de un convenio colectivo. No esperamos experimentar huelgas o paros por parte de nuestros empleados. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la dotación de CTR era de 25 y 27 empleados, respectivamente.

A la fecha de la presente Adenda, las Co-Emisoras no se han acogido a ningún plan de asistencia estatal para el pago de salarios, los cuales se encuentran pagando con normalidad.

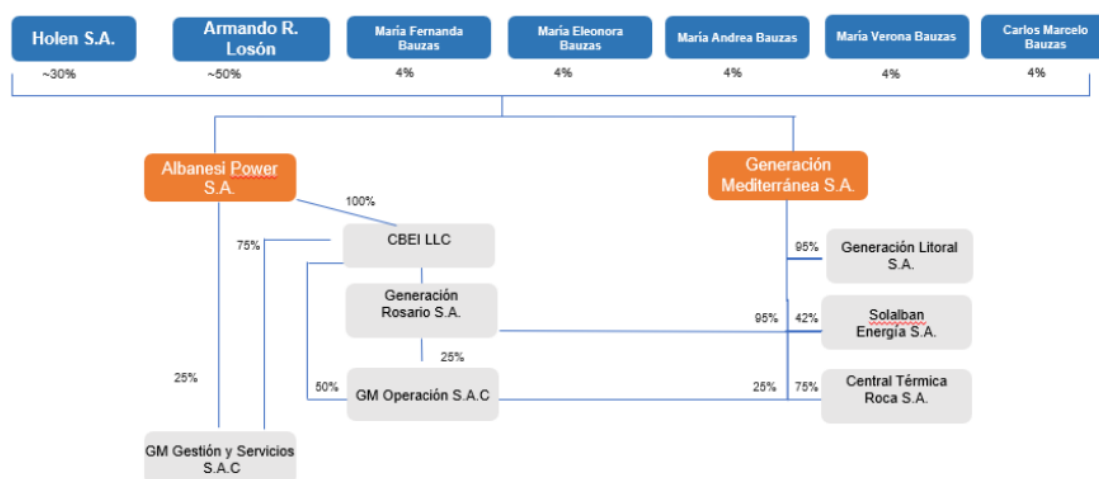
ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

Se informa al público inversor que por medio de la presente Adenda se actualiza y complementa la información que surge de la sección “Estructura de las Co-Emisoras, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas — a) Estructura Organizativa de las Co-Emisoras y su Grupo Económico” y “—b) Accionistas o Socios Principales”, del Prospecto, exclusivamente en los apartados que se indican a continuación.

Para obtener mayor información acerca del presente acápite, por favor remitirse a la sección “Estructura de las Co-Emisoras, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas” del Prospecto.

a) Estructura organizativa de las Co-Emisoras y su Grupo Económico

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa de las Co-Emisoras y sus subsidiarias a la fecha de la presente Adenda, detallando las capacidades nominales instaladas de cada sociedad.



1. Son accionistas de Holen S.A., Armando Roberto Losón (83,33%), Armando Losón (h) (15%), y Julián P. Sarti (1,67%). Tefu SA es propietaria del 25% de CTR.

2. Unipar Indupa controla el 58% de Solalban. Con fecha 29 de octubre de 2025, GEMSA recibió una notificación de Unipar Indupa, indicando que se habría configurado un evento que habilitaría el ejercicio del derecho de compra de la totalidad de las acciones de Solalban de titularidad de GEMSA, para mayor información, véase “Factores de Riesgo — Riesgos Relacionados con las Co-Emisoras — Existe incertidumbre acerca de nuestra participación accionaria minoritaria en Solalban” del Suplemento, y “Estructura de las Co-Emisoras, accionistas o socios y partes relacionadas —a) Estructura organizativa de las Co-Emisoras y su Grupo Económico” de la presente Adenda y del Prospecto.

3. Holen S.A., Armando R. Losón, María Eleonora Bauzas, María Fernanda Bauzas, María Andrea Bauzas, María Verona Bauzas y Carlos Marcelo Bauzas poseen el 5% restante de GROSA.

El presente cuadro contempla la estructura organizativa a partir de la Fusión GEMSA - AESA. Para mayor información, véase “Políticas de las Co-Emisoras – (a) Políticas de inversiones y de financiaciones – Fusión GEMSA-AESA” del Prospecto.

Por su parte, con fecha 25 de agosto de 2025 RGA solicitó la formación de su concurso preventivo de acreedores. El inicio del proceso es reciente, y su desarrollo y devenir incierto. El 12 de septiembre de 2025 el juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 27 declaró abierto el concurso preventivo de RGA

b) Accionistas o Socios Principales

9

GEMSA

El capital social de GEMSA a la fecha de la presente Adenda está representado por 252.762.080 acciones ordinarias en circulación de un valor nominal de \$ 1 cada una y de un voto por acción. El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de GEMSA a la fecha de esta Adenda:

Accionista	Clase de Acciones	Número de Acciones	Porcentaje
Armando Roberto Losón	Acciones ordinarias	128.124.172	50.86%
María Eleonora Bauzas	Acciones ordinarias	10.110.482	4%
María Fernanda Bauzas	Acciones ordinarias	10.110.482	4%
María Verona Bauzas	Acciones ordinarias	10.110.482	4%
María Andrea Bauzas	Acciones ordinarias	10.110.482	4%
Carlos Marcelo Bauzas	Acciones ordinarias	10.110.482	4%
Holen S.A.	Acciones ordinarias	74.085.494	29,31%
Total		252.762.080	100%

Con fecha 9 febrero de 2026, como consecuencia de la Fusión GEMSA-AESA, GEMSA resolvió aumentar su capital social en la suma de \$ 49.638.185, es decir, de la suma de \$ 203.123.895 a la suma de \$252.762.080. El mismo fue aprobado por Asamblea General Extraordinaria de GEMSA de dicha fecha. Dicho aumento de capital fue inscripto en IGJ el 9/02/2026 bajo el número 2.511, libro 125, tomo - de Sociedades por Acciones.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

Esta sección contiene ciertas actualizaciones de los antecedentes financieros de las Co-Emisoras contenidos en el Prospecto, incluyendo sin limitación respecto de los saldos de su endeudamiento financiero.

Para obtener mayor información acerca de los antecedentes financieros de las Co-Emisoras, por favor remitirse a la sección “*Antecedentes Financieros*” del Prospecto y/o demás información contable expuesta en otros capítulos del Prospecto. La información financiera que se detalla en la presente Sección respecto de cada una de las Co-Emisoras corresponde al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

I. ANTECEDENTES FINANCIEROS DE GEMSA

El siguiente apartado se encuentra basado en los Estados Financieros de GEMSA y deberá leerse en forma conjunta con ellos. El siguiente apartado contiene declaraciones hacia el futuro que reflejan nuestros planes, estimaciones y consideraciones. Nuestros resultados reales podrían diferir significativamente de los tratados en las declaraciones hacia el futuro. Los factores que podrían causar o contribuir a estas diferencias incluyen los que se discuten a continuación y en otros apartados del Suplemento, particularmente en el apartado denominado “Factores de Riesgo”.

a) ESTADOS FINANCIEROS

Bases de preparación y presentación de los estados financieros

Los estados financieros consolidados de GEMSA, están expresados en Pesos, y son confeccionados conforme a las normas financieras de exposición y valuación contenidas en las RT N°26 y N° 29 y sus modificaciones de la FACPCE que adoptan de las NIIF, incluyendo la NIC 34 “Información financiera intermedia” emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del CINIIF, y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV.

El 24 de octubre de 2024 se suscribió el acuerdo previo de fusión aprobado por los directorios de GEMSA y AESA, el cual establecía la fusión de AESA por absorción por parte de GEMSA con fecha efectiva a efectos contables e impositivos a partir del 1° de enero de 2025. En razón de ello, los estados financieros consolidados de GEMSA por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 incluyen la información financiera de AESA. El día 31 de julio de 2025, GEMSA y AESA celebraron el acuerdo definitivo de fusión, que fue aprobado por las asambleas de accionistas de GEMSA y AESA celebradas el 27 de junio de 2025. Con fecha 23 de noviembre de 2025, la Fusión fue aprobada por la Comisión Nacional de Valores de forma condicional mediante la Resolución N°23382 y 23383 e inscripta ante la Inspección General de Justicia bajo el N°2.511 del libro 125 de Sociedades por Acciones con fecha 9 de febrero de 2026, levantándose el mencionado condicionamiento. Para mayor información, véase “*Políticas de las Co-Emisoras — Fusión GEMSA-AESA*” del Prospecto.

Estimaciones financieras

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que la gerencia de una sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. La gerencia de GEMSA realiza estimaciones para poder calcular a un momento dado, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias, las provisiones para contingencias, y el reconocimiento de ingresos. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los correspondientes estados financieros.

Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados finalizados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 de GEMSA fueron preparados en Dólares Estadounidenses que es la moneda funcional de GEMSA, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que operan las entidades y se presenta en pesos, moneda de curso legal en Argentina, conforme los requerimientos de CNV.

GEMSA ha cambiado su moneda funcional de Pesos a Dólares Estadounidenses a partir del 1 de abril de 2021 como consecuencia del cambio en los sucesos y condiciones relevantes para sus operaciones comerciales. Ver nota “Nota 3: Bases de presentación” a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2025.

Información comparativa

La información correspondiente (i) al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 surge de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2025 (auditados) de GEMSA con fecha 9 de marzo de 2026, los cuales se encuentran publicados en la AIF bajo el ID #3495316.

El 24 de octubre de 2024 se suscribió el acuerdo previo de fusión el cual establecía la fusión de AESA por absorción de GEMSA con fecha efectiva a partir del 1º de enero de 2025. El incremento en las variaciones se debe principalmente por esta condición. La información no resulta ser comparativa.

Empresa en funcionamiento

Los estados financieros consolidados anuales auditados al 31 de diciembre de 2025 se han sido preparado utilizando el principio de empresa en funcionamiento. Sin perjuicio de esto, en opinión de la Dirección de GEMSA, las condiciones detalladas en las Notas 1, 18, 34 y 51 de los estados financieros anuales auditados generan un contexto de incertidumbre que puede generar duda sustancial respecto la capacidad de GEMSA para continuar como empresa en funcionamiento, si o se adecuan los vencimientos de las deudas financieras al flujo operativo generado por GEMSA.

Situación fiscal incierta por la actualización de quebrantos

Los quebrantos por impuesto a las ganancias se encuentran valuados a la tasa correspondiente al año en el cual se estima su utilización, considerando su actualización de acuerdo con los procedimientos de ajuste por inflación impositivo. En base a los lineamientos de la CINIIF 23 “Incertidumbre sobre tratamientos de impuesto a las ganancias” y de acuerdo con las opiniones de los asesores legales e impositivos, la Sociedad ha procedido a realizar la actualización por inflación de los quebrantos utilizando el índice de precios internos mayoristas, tal como lo indica el artículo 19 de la ley del impuesto a las ganancias. La Sociedad reconoce el activo por impuesto diferido mencionado únicamente en la medida de que existan suficientes ganancias impositivas gravadas futuras que permitan su utilización.

Con fecha 6 de febrero de 2026 GEMSA, CTR y AESA (Siendo su continuadora GEMSA) han promovido acciones declarativas de certeza en los términos del artículo 322 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación en contra del Estado Nacional – Agencia de Recaudación y Control Aduanero, a fin de obtener el reconocimiento de la procedencia de la aplicación de la actualización de los quebrantos impositivos prevista en el artículo 25 de la Ley de Impuestos a la Ganancias respecto de su declaración jurada del impuesto del período fiscal 2024 sosteniendo que a partir de la reforma introducida por la Ley 27.430 (B.O. 29/12/2017) el mecanismo se ha tornado plenamente operativo, y a todo evento, en razón de la configuración de un supuesto de confiscatoriedad en los términos de la doctrina del fallo "Candy S.A.", "Telefónica Argentina S.A." y concordantes de la CSJN, despejando la situación de incertidumbre que al respecto ha generado la pretensión contraria del Fisco Nacional.

El Grupo y sus asesores legales consideran que los argumentos proporcionados por GEMSA son sólidos y suficientes para la actualización de los quebrantos impositivos, toda vez que constituyen una interpretación razonable

de las normas. Por lo tanto, se considera que existen sólidas probabilidades de éxito en obtener una decisión favorable al planteo efectuado.

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados de operaciones de GEMSA correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2025.

	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Ingresos por ventas	239.156.749	439.388.506
Costo de ventas	(139.637.665)	(279.727.947)
Resultado bruto	99.519.084	159.660.559
Gastos de comercialización	(498.965)	(2.023.065)
Gastos de administración	(15.417.848)	(36.835.711)
Otros ingresos operativos	1.565.690	684.664
Otros egresos operativos	(54.401)	(71.612)
Deterioro de activos financieros	(8.517.051)	-
Resultado operativo	76.596.509	121.414.835
Ingresos financieros	6.417.021	7.454.655
Gastos financieros	(167.227.972)	(195.849.915)
Otros resultados financieros	(66.638.207)	(9.365.024)
Resultados financieros	(227.449.158)	(197.760.284)
Resultado por participación en asociadas	(844.706)	(556.997)
Resultado antes de impuestos	(151.697.355)	(76.902.446)
Impuesto a las ganancias	(58.777.002)	24.142.231
(Pérdida) del ejercicio	(210.474.357)	(52.760.215)
Conceptos que no serán reclasificados a resultado		
Plan de beneficios	(144.185)	390.242
Revaluación de propiedades, planta y equipos	183.847.272	-
Efecto en el impuesto a las ganancias	(64.296.080)	(136.584)
Otros resultados integrales por participaciones en subsidiarias y asociadas	20.254.307	(4.140.380)
Diferencias de conversión	-	28.766.389
Conceptos que serán reclasificados a resultado		
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas	23.855.645	37.995.616
Otros resultados integrales del ejercicio	163.516.959	62.875.283
Total de resultados integrales del ejercicio	(46.957.398)	10.115.068

Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta el estado de situación patrimonial de GEMSA al 31 de diciembre de 2024 y 2025.

	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Activo		
Activo no corriente		
Propiedades, plantas y equipos	1.657.548.529	2.644.579.046
Inversiones en asociadas	2.864.636	-
Inversiones en otras sociedades	80	80
Activo por impuesto diferido	1.525.404	2.321.026
Saklo a favor de impuesto a las ganancias, neto	191	191
Otros créditos	15.176.391	17.312.025
Total activo no corriente	1.677.115.231	2.664.212.368
Activo corriente		
Inventarios	9.294.813	14.855.095
Otros créditos	94.474.191	52.520.453
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	20.289.979	15.494.839
Créditos por ventas	56.712.436	87.908.641
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.283.754	14.396.355
Activos corrientes excluyendo activos clasificados como mantenidos para la venta	183.055.173	185.175.383
Activos disponible para la venta	-	2.936.893
Total de activo corriente	183.055.173	188.112.276
Total de activo	1.860.170.404	2.852.324.644
Patrimonio		
Capital social	203.124	252.762
Ajuste de capital	1.687.290	1.687.290
Prima de emisión	1.666.917	8.903.129
Reserva legal	4.883.043	6.880.026
Reserva facultativa	95.659.052	137.567.777
Reserva especial RG 777/18	39.226.657	51.015.461
Reserva por revaluó técnico	151.349.879	314.155.614
Otros resultados integrales	(272.170)	(170.836)
Resultados no asignados	(226.493.471)	(457.055.749)
Reserva por conversión	40.069.437	73.996.414
Patrimonio atribuible a los propietarios	107.979.758	137.231.888
Participación no controladora	18.967.692	26.218.069
Total del patrimonio neto	126.947.450	163.449.957
Pasivo		
Pasivo no corriente		
Pasivo neto por impuesto diferido	232.519.783	337.106.546
Otras deudas	440	-
Plan de beneficios definidos	1.164.461	2.043.682
Préstamos	1.145.930.424	323.786.858
Deudas comerciales	-	33.378.074
Total del pasivo no corriente	1.379.615.108	696.315.160
Pasivo corriente		
Otras deudas	13.030.861	179.894
Deudas fiscales	1.635.961	9.210.745
Deudas sociales	2.251.681	7.491.729
Plan de beneficios definidos	14.150	34.593
Instrumentos financieros derivados	-	-
Impuesto a las ganancias, neto	2.996.796	9.244.381
Préstamos	268.440.046	1.879.693.764
Deudas comerciales	65.238.351	86.704.421
Total del pasivo corriente	353.607.846	1.992.559.527
Total del pasivo	1.733.222.954	2.688.874.687
Total del pasivo y patrimonio	1.860.170.404	2.852.324.644

Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta el estado de cambios en el patrimonio de GEMSA al 31 de diciembre de 2024 y 2025.

Al 31 de diciembre de		
	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Capital social	203.124	252.762
Ajuste de capital	1.687.290	1.687.290
Prima de emisión	1.666.917	8.903.129
Reserva legal	4.883.043	6.880.026
Reserva facultativa	95.659.052	137.567.777
Reserva especial RG 777/18	39.226.657	51.015.461
Reserva por revalúo técnico	151.349.879	314.155.614
Otros resultados integrales	(272.170)	(170.836)
Resultados no asignados	(226.493.471)	(457.055.749)
Reserva por conversión	40.069.437	73.996.414
Patrimonio atribuible a los propietarios	107.979.758	137.231.888
Participación no controladora	18.967.692	26.218.069
Total del patrimonio neto	126.947.450	163.449.957

Estado de Flujo de Efectivo

La siguiente tabla presenta el estado de flujo de efectivo de GEMSA al 31 de diciembre de 2024 y 2025.

	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	24.671.152	(8.967.473)
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	67.427.093	257.813.873
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(35.957.863)	(45.786.506)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento	(72.479.014)	(190.973.233)
RECPAM	(5.778.246)	(17.483)
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	12.159.572	1.245.541
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	527.719	1.081.504
Efectivo y equivalentes de efectivo incorporado por consolidación	462.114	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	(8.967.473)	14.396.223

Otra información contable

En la siguiente tabla se concilia nuestro EBITDA Ajustado con nuestros resultados operativos en virtud de las NIIF, para los ejercicios indicados:

Al 31 de diciembre de		
	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Resultado operativo	76.596.509	121.414.835
Depreciaciones	55.380.800	142.574.060
EBITDA Ajustado (No auditado)	131.977.309	263.988.895

b) INDICADORES FINANCIEROS

La siguiente tabla muestra información complementaria seleccionada consolidada no ajustada a las NIIF de GEMSA para los ejercicios indicados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:	
	2024	2025
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,52	0,09
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	0,06	0,06
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,90	0,93
Rentabilidad (Resultado del ejercicio anualizado / Patrimonio promedio)	(1,41)	(0,36)

c) CAPITALIZACION Y ENDEUDAMIENTO

El siguiente cuadro establece el efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización de GEMSA para los ejercicios indicados.

	Al 31 de diciembre de	
	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.283.754	14.396.355
Deudas financieras corrientes		
Sin Garantía	203.042.191	794.582.442
Con Garantía	65.397.855	1.085.111.322
Total deudas financieras corrientes	268.440.046	1.879.693.764
Deudas financieras no corrientes		
Sin Garantía	326.219.191	30.957.275
Con Garantía	819.711.233	292.829.583
Total deudas financieras no corrientes	1.145.930.424	323.786.858
Endeudamiento total	1.414.370.470	2.203.480.622
Patrimonio	126.947.450	163.449.957
Capitalización y Endeudamiento	1.541.317.920	2.366.930.579

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos a las fechas que abajo se indican:

Deudas financieras	Moneda de denominación	Al 31 de diciembre de	
		2024	2025
		(en miles de pesos)	
Arrendamiento financiero	AR\$	870.247	5.392.072
Contrato de crédito	USD	3.296.755	-
Obligaciones negociables	AR\$ y USD	812.016.977	1.374.402.254
Bono internacional	USD	433.009.304	671.344.951
Otros préstamos bancarios	AR\$ y USD	66.097.696	39.795.554
Préstamo sindicado	USD	-	86.069.721
Pagaré	AR\$ y USD	51.819.411	-
Descuento de cheques	AR\$	18.480.700	-
Descubiertos bancarios	AR\$	11.251.227	132
Sociedades relacionadas	AR\$	17.528.153	26.475.938
Total deuda		1.414.370.470	2.203.480.622

Saldo de Deuda y Cronograma de Vencimiento

De conformidad con el Criterio Interpretativo N° 94 de la CNV, a continuación, se desglosa el endeudamiento financiero consolidado total de GEMSA clasificando las deudas según su tipo al 31 de diciembre de 2024, al 31 de diciembre de 2025 y a la fecha de la presente Adenda ambos en valores históricos:

	31 de diciembre de 2024 (miles de pesos)	31 de diciembre de 2025 (miles de pesos)	A la fecha del presente Prospecto (miles de pesos)
Pagarés electrónicos	51.819.411	-	-
Cheques electrónicos	18.480.700	-	-
Cauciones	-	-	-
Deudas financieras bancarias	81.515.925	131.257.479	122.831.168
Obligaciones Negociales	1.245.026.281	2.045.747.205	2.054.917.877
Otras deudas	17.528.153	26.475.938	25.817.799
Total deuda financiera	1.414.370.470	2.203.480.622	2.203.566.844

El siguiente cuadro indica la variación porcentual del endeudamiento financiero total desde el último estado financiero anual publicado, expresado en relación con los siguientes rubros:

Rubro	31 de diciembre de 2025 (miles de pesos)	Relación porcentual del endeudamiento total sobre el rubro
Activo total	2.852.324.644	77%
Pasivo total	2.688.874.687	82%
Patrimonio neto	163.449.957	1348%
Resultado del último estado financiero anual	(52.760.215)	(4176%)

Rubro	31 de diciembre de 2024 (miles de pesos)	Relación porcentual del endeudamiento total sobre el rubro
Activo total	1.860.170.404	76%
Pasivo total	1.733.222.954	82%
Patrimonio neto	126.947.450	1114%
Resultado del último estado financiero anual	(210.474.357)	(672%)

Conforme a lo informado a lo largo de la presente Adenda, las Co-Emisoras se encuentran afrontando la Reestructuración (de la que la presente actualización de Prospecto forma parte), encontrándose en una situación de no pago de diversos compromisos y endeudamientos financieros (incluyendo Obligaciones Negociables bajo el Programa) en la búsqueda de lograr un reordenamiento financiero. Para más información véase “Avisos Importantes - (1) La Reestructuración” del Suplemento.

La información a la fecha de la presente Adenda indicada anteriormente se basa en el conocimiento actual de los hechos y circunstancias vigentes, en informes internos y en determinadas suposiciones sobre eventos futuros. Esta información no ha sido objeto de auditoría. Dicha información es de carácter ilustrativo y no constituye una representación definitiva de la situación financiera ni una base exclusiva para la toma de decisiones financieras, de inversión o de cualquier otra naturaleza. A pesar de los esfuerzos realizados para garantizar la precisión y coherencia de la información, es posible que existan errores u omisiones debido a las limitaciones inherentes al uso de suposiciones y estimaciones o a la falta de información completa disponible en el momento de la elaboración de la presente.

d) CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2025, el capital social de GEMSA estaba representado por 203.123.895 acciones ordinarias de un valor nominal de \$ 1 cada una y de un voto por acción. Como resultado de la fusión por absorción de AESA en GEMSA, el capital social de GEMSA está representado por 252.762.080 acciones ordinarias de un valor nominal de \$ 1 cada una y de un voto por acción, en función de una relación de canje establecida en el acuerdo definitivo de fusión, en virtud de la cual los accionistas de AESA recibirán 0,0068 acciones ordinarias de GEMSA por cada acción de AESA que posean (totalizando 49.638.185 nuevas acciones ordinarias, nominativas, con derecho a un voto y de valor nominal de \$1 de GEMSA)

Posteriormente, con fecha 9 febrero de 2026, GEMSA resolvió aumentar su capital social en la suma de \$ 49.638.185, es decir, de la suma de \$ 203.123.895 a la suma de \$ 252.762.080. El mismo fue aprobado por Asamblea General Extraordinaria de GEMSA de dicha fecha. Dicho aumento de capital fue inscripto en IGI el 9/02/2026 bajo el número 2.511, libro 125, tomo - de Sociedades por Acciones.

e) CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

La Reestructuración

Véase “Avisos Importantes -(1) La Reestructuración” de la presente Adenda.

Contrato de préstamo Sindicado

Con fecha 21 de enero de 2025, las sociedades GMSA y CTR como deudores y AESA como fiador celebraron un préstamo sindicado local por un monto de capital de USD 59.000 miles ampliable por hasta USD 80.000 miles con las siguientes entidades financieras: Banco Hipotecario S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Supervielle S.A., Banco Santander Argentina S.A., Banco de la Provincia de Córdoba S.A., Banco de la Ciudad de Buenos Aires, Banco de Servicios y Transacciones S.A., Banco de la Provincia de Buenos Aires (el “Préstamo Sindicado”). El Préstamo Sindicado contempla pagos de amortización mensuales a partir de febrero de 2026 y hasta el 21 de enero de 2027, a una tasa de interés anual del 8,75%. Los fondos desembolsados serán destinados única y exclusivamente a la cancelación de deuda bajo Pagarés Bursátiles y líneas bancarias existentes. El préstamo incluye una cesión en garantía y prenda de créditos respecto de todos los derechos de cobro de los Deudores frente al Deudor Cedido en virtud de ciertos CCEEs. El préstamo sindicado prevé el cumplimiento de compromisos financieros por parte de GMSA y CTR habituales para este tipo de transacciones como limitaciones al endeudamiento, ratios financieras, pagos restringidos, cambios de control de los accionistas, entre otros.

Con fecha 26 de marzo de 2026, las Co-Emisoras anunciaron mediante hechos relevantes (CTR bajo el ID #3502396 y GEMSA bajo el ID #3502388), la celebración de la enmienda al contrato de préstamo sindicado local celebrado el 21 de enero de 2025 entre las Co-Emisoras, como co-deudoras, y Banco Hipotecario S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco Supervielle S.A., Banco Santander Argentina S.A., Banco de la Provincia de Córdoba S.A., Banco de la Ciudad de Buenos Aires, Banco de Servicios y Transacciones S.A.U. y Banco de la Provincia de Buenos Aires, como prestamistas. Dicha enmienda contempla, entre otras cuestiones, la extensión del plazo de vencimiento hasta agosto de 2028, la readecuación del cronograma de amortizaciones y la modificación de la tasa de interés aplicable, que será del 8,25% nominal anual, así como la modificación de determinados términos y condiciones.

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados, la Sociedad cumple con dichos compromisos.

Solicitud de Consentimiento Obligaciones Negociables XV, XVI, XVIII, XIX. (ONs de Proyectos - GEMSA)

Con fecha 28 de julio de 2025 GEMSA anunció el lanzamiento de la solicitud de consentimiento, conforme fuera enmendada con fecha 8 de agosto de 2025, dirigida a todos y cada uno de los tenedores de las obligaciones

negociables Clases XV, XVI, XVIII, XIX (las “ONs de Proyectos”). Con fecha 13 de agosto GEMSA informó la obtención de los consentimientos requeridos para la adopción de las modificaciones propuestas.

Mas recientemente, con fecha 18 de febrero de 2026, GEMSA anunció nuevamente el lanzamiento de la solicitud de consentimiento dirigida a los tenedores de las ONs de Proyectos y con fecha 3 de marzo de 2026, GEMSA informó al público la obtención de los consentimientos requeridos para la adopción de los consentimientos requeridos nuevamente. Para mayor información véase “*Avisos Importantes– (1) La Reestructuración*” del Suplemento.

f) RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

1. Resultados Operativos

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$439.388.506 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con los \$239.156.749 miles para el mismo ejercicio de 2024, lo que equivale a un aumento de \$200.231.757 miles (84%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la venta de energía fue de 4.220 GWh, lo que representa un aumento del 37% comparado con los 3.079 GWh para el mismo ejercicio de 2024.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	GW			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	502	475	(27)	(5%)
Venta de energía Plus	674	544	(130)	(19%)
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	1.039	927	(112)	(11%)
Venta de energía Res. 21	471	1.322	851	181%
Venta de energía Res. 287	393	952	559	142%
	3.079	4.220	1.141	37%

A continuación, se describen los principales ingresos del Grupo, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con el ejercicio anterior:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	53.102.043	68.328.576	15.226.533	29%
Venta de energía Plus	65.706.294	51.229.969	(14.476.325)	(22%)
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	16.451.573	32.856.716	16.405.143	100%
Venta de energía Res. 21	61.490.326	142.349.896	80.859.570	131%
Venta de energía Res. 287	26.633.605	97.429.527	70.795.922	266%
Venta de energía Perú	15.772.908	24.703.015	8.930.107	57%
Venta de energía vapor	-	22.490.807	22.490.807	100%
	239.156.749	439.388.506	200.231.757	84%

(i) \$32.856.716 miles por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 100% respecto de los \$16.451.573 miles para el mismo ejercicio de 2024.

(ii) \$51.229.969 miles por ventas de energía Plus, lo que representó una disminución del 22% respecto de los \$65.706.294 miles para el mismo ejercicio de 2024. Dicha variación se explica principalmente por una disminución en la

cantidad de energía vendida bajo esta modalidad, debido a que la SE del Ministerio de Economía publicó la Resolución N° 21/2025 y estableció modificaciones al marco regulatorio del sector eléctrico, entre otras cuestiones, la norma eliminó restricciones para la celebración de contratos en el MAT. Se dio por finalizado el esquema de Energía Plus cuyos últimos contratos vencían el 31 de enero de 2026.

(iii) \$68.328.576 miles por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 29% respecto de los \$53.102.043 miles del mismo ejercicio de 2024. Dicha variación se explica principalmente por un incremento en el tipo de cambio.

(iv) \$142.349.896 miles por ventas de energía bajo Res. 21, lo que representó un aumento del 131% respecto de los \$61.490.326 miles para el mismo ejercicio de 2024. Esto se debe principalmente a un aumento en la cantidad de energía vendida del 181% bajo esta Resolución para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, respecto el mismo ejercicio 2024, dado principalmente por la incorporación de la Central Térmica de Cogeneración Timbúes (CTCT) como consecuencia del proceso de fusión de GMSA y AESA con fecha 1° de enero de 2025, que es remunerada bajo esta Resolución, y a que hubo mayor despacho en la CTE. Adicionalmente, a un incremento en el tipo de cambio para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, respecto el mismo ejercicio de 2024.

(v) \$97.429.527 miles por ventas de energía bajo Res. 287, lo que representó un aumento del 266% respecto de los \$26.633.605 miles del mismo ejercicio de 2024. Esto se debe a la finalización y habilitación comercial por parte de CAMMESA de la obra de ampliación y cierre de ciclo combinado de la CTE, el 17 de abril de 2024; la habilitación comercial de las TG01 y TG02 de la CTAS, el 17 de septiembre de 2024 y el 1 de octubre 2024 respectivamente, y la habilitación comercial el 3 de julio de 2025 de las calderas a vapor; y la habilitación comercial del cierre de ciclo de las unidades TG08 y TV09 de la CTMM, el 18 de diciembre de 2024.

(vi) \$24.703.015 miles por ventas de energía en Perú, lo que representó un aumento del 57% respecto de los \$15.772.908 miles del mismo ejercicio de 2024, dado por la consolidación de GMOP a partir del 1° de abril de 2024, como consecuencia de la firma del Acuerdo de Accionistas. GMSA a partir de la fecha de dicho acuerdo cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP en virtud de que GMSA dirige las políticas operativas y financieras de GMOP. A partir de 1° de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GMSA.

(vii) \$22.490.807 miles por ventas de vapor, lo que representó un aumento del 100% respecto del mismo ejercicio de 2024, dado por la incorporación de la Central Térmica de Cogeneración Timbúes (CTCT) como consecuencia del proceso de fusión de GMSA y AESA con fecha 1° de enero de 2025, que produce y vende vapor a Renova S.A., y de la habilitación comercial el 3 de julio de 2025 de las dos calderas de recuperación del calor de CTAS que generan vapor el cual es vendido, a través de GLSA, a LDC Argentina S.A.

Costo de ventas:

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de \$279.727.947 miles comparado con \$139.637.665 miles del mismo ejercicio de 2024, lo que equivale a un aumento de \$140.090.282 miles (100%).

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con el mismo ejercicio del año anterior:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(34.467.880)	(47.253.542)	(12.785.662)	37%
Consumo de gas y gas oil de planta	(14.912.398)	(28.690.205)	(13.777.807)	92%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(9.936.081)	(13.899.243)	(3.963.162)	40%
Acuerdos laborales	(8.982)	(167.807)	(158.825)	1768%
Plan de beneficios definidos	(137.732)	(311.798)	(174.066)	126%
Servicios de mantenimiento	(13.486.367)	(26.941.187)	(13.454.820)	100%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(55.380.800)	(142.574.060)	(87.193.260)	157%
Seguros	(7.192.708)	(12.353.898)	(5.161.190)	72%
Otros	(4.114.717)	(7.536.207)	(3.421.490)	83%
Costo de ventas	(139.637.665)	(279.727.947)	(140.090.282)	100%

(i) \$47.253.542 miles por compras de energía eléctrica, lo que representó un aumento del 37% respecto de \$34.467.880 miles para el mismo ejercicio de 2024.

(ii) \$28.690.205 miles por consumo de gas, lo que representó un aumento del 92% respecto de los \$14.912.398 miles para el mismo ejercicio 2024, debido principalmente a la habilitación comercial del cierre de ciclo de las unidades TG08 y TV09 de la CTMM, el 18 de diciembre de 2024 y a la incorporación de la Central Térmica de Cogeneración Timbúes (CTCT) como consecuencia del proceso de fusión de GMSA y AESA con fecha 1° de enero de 2025, que consumen gas.

(iii) \$142.574.060 miles por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 157% respecto de los \$55.380.800 miles para el mismo ejercicio 2024. Esta variación se origina, principalmente, por las altas de propiedades, planta y equipo ocurridas durante los últimos doce meses. Esto incluye el traspaso a activos amortizables de: las obras de ampliación y cierre del ciclo combinado de la CTE en abril de 2024, la TG08 de la CTMM en junio de 2024, la TG01 y TG02 de la CTAS en octubre de 2024, la TV09 del cierre de ciclo de la CTMM en diciembre de 2024 y las dos calderas de recuperación del calor de CTAS el 3 de julio de 2025. Además, al impacto en la depreciación de los revalúos realizados al 31 de diciembre de 2024 sobre las instalaciones y maquinarias de GMSA, CTR y AESA. Esto no implica una salida de caja.

(iv) \$13.899.243 miles por sueldos, jornales y cargas sociales, lo que representó un aumento del 40% respecto de los \$9.936.081 miles para el mismo ejercicio 2024. Dicha variación se explica, principalmente, por los incrementos salariales, la incorporación del personal de GMOP por consolidación, a partir del 1° de abril de 2024, y la incorporación del personal de la Central Térmica de Cogeneración Timbúes (CTCT) como consecuencia del proceso de fusión de GMSA y AESA con fecha 1° de enero de 2025.

(v) \$26.941.187 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 100% respecto de los \$13.486.367 miles para el mismo ejercicio 2024. Esto se debe principalmente a un aumento en los cargos fijos de los contratos de CTE, CTMM, CTIN y CTRi, un aumento en los cargos variables por las turbinas que se pusieron en marcha en 2024 (TG04 de CTE, TG08 de CTMM y TG01 y TG02 de CTAS), la incorporación de servicios de mantenimiento de GMOP por consolidación a partir del 1° de abril de 2024, la incorporación del contrato de mantenimiento de la Central Térmica de Cogeneración Timbúes (CTCT) como consecuencia del proceso de fusión de GMSA y AESA con fecha 1° de enero de 2025, y un aumento en el tipo de cambio para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, respecto el mismo ejercicio 2024.

Resultado bruto:

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 arrojó una ganancia de \$159.660.559 miles, comparado con una ganancia de \$99.519.084 miles para el mismo ejercicio 2024, representando un aumento del

9

60%.

Gastos de Comercialización:

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de \$2.023.065 miles comparado con los \$498.965 miles para el mismo ejercicio 2024, lo que equivale a un aumento de \$1.524.100. Se debe, principalmente a la variación en el monto de ventas, dado por la incorporación de la Central Térmica de Cogeneración Timbúes (CTCT) como consecuencia del proceso de fusión de GMSA y AESA con fecha 1° de enero de 2025 y a la habilitación comercial de las turbinas y calderas de la CTAS.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Impuestos, tasas y contribuciones	(498.965)	(2.023.065)	(1.524.100)	305%
Gastos de comercialización	(498.965)	(2.023.065)	(1.524.100)	305%

Gastos de Administración:

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendieron a \$36.835.711 miles, comparado con los \$15.417.848 miles para el mismo ejercicio 2024, lo que equivale a un aumento de \$21.417.863 miles (139%).

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(1.260.074)	(13.685.056)	(12.424.982)	986%
Acuerdos laborales	-	(4.646.437)	(4.646.437)	100%
Honorarios y retribuciones por servicios	(11.712.681)	(15.339.194)	(3.626.513)	31%
Honorarios directores	(597.648)	-	597.648	(100%)
Viajes y movilidad y gastos de representación	(1.020.485)	(602.447)	418.038	(41%)
Tasas e impuestos	(198.067)	(640.897)	(442.830)	224%
Donaciones	(58.313)	(51.226)	7.087	(12%)
Diversos	(570.580)	(1.870.454)	(1.299.874)	228%
Gastos de administración	(15.417.848)	(36.835.711)	(21.417.863)	139%

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

(i) \$15.339.194 miles de honorarios profesionales, lo que representó un aumento del 31% respecto de los \$11.712.681 miles para el mismo ejercicio 2024.

(ii) \$13.685.056 miles por sueldos, jornales y cargas sociales, lo que representó un aumento de \$12.424.982 miles respecto de los \$1.260.074 miles para el mismo ejercicio 2024. Dicha variación se explica, principalmente, por la incorporación del personal administrativo a la nómina de GMSA a partir de abril 2025, debido a la finalización del contrato de servicios administrativos mantenido con RGA.

(iii) \$4.646.437 miles por acuerdos laborales, dado por los acuerdos de desvinculación laboral realizados por GMSA, CTR y GLSA durante 2025.

Otros Ingresos y Egresos Operativos:

Los otros ingresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendieron a \$684.664 miles lo que representó una disminución de \$881.026 miles comparado con los \$1.565.690 miles para el mismo ejercicio 2024.

Los otros egresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendieron a \$71.612 miles, aumentando \$17.211 con respecto al mismo ejercicio 2024.

Deterioro de activos financieros:

El resultado por deterioro de activos financieros disminuyó un 100% con respecto al resultado negativo de \$8.517.051 miles por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, que reconocía un deterioro de créditos por ventas de GMSA y CTR con CAMMESA como consecuencia de la Resolución 58/2024.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue una ganancia de \$121.414.835 miles, comparado con una ganancia de \$76.596.509 miles para el mismo ejercicio 2024, representando un aumento de \$44.818.326 miles (59%).

Resultados financieros:

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 totalizaron una pérdida de \$197.760.284 miles, comparado con una pérdida de \$227.449.158 miles para el mismo período de 2024, representando una disminución de \$29.688.874 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales netos	(3.057.618)	(1.866.265)	1.191.353	(39%)
Intereses por préstamos	(149.234.009)	(182.505.511)	(33.271.502)	22%
Gastos y comisiones bancarias	(8.519.324)	(4.023.484)	4.495.840	(53%)
Diferencia de cambio neta	15.643.093	56.090.414	40.447.321	259%
Diferencia de cotización UVA	(79.561.004)	(47.783.480)	31.777.524	(40%)
RECPAM	(8.868.731)	(4.946.538)	3.922.193	(44%)
Otros resultados financieros	6.148.435	(12.725.420)	(18.873.855)	(307%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(227.449.158)	(197.760.284)	29.688.874	(13%)

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

(i) \$182.505.511 miles de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 22% respecto de los \$149.234.009 miles de pérdida para el mismo ejercicio 2024. Dicha variación se debe a un aumento de la deuda financiera dado por las nuevas emisiones ocurridas en 2025, la incorporación de las obligaciones negociables de AESA, como consecuencia del proceso de fusión de GMSA y AESA con fecha 1° de enero de 2025, y el devengamiento de intereses moratorios dado por el incumplimiento en el pago de interés y capital de ciertos préstamos de GMSA y CTR (ver nota 18 a los EEFF Consolidados).

(ii) \$56.090.414 miles de ganancia por diferencias de cambio netas, lo que representó un aumento de \$40.447.321 miles respecto de los \$15.643.093 miles de ganancia del mismo ejercicio 2024.

(ii) \$47.783.480 miles de pérdida por diferencia de cotización UVA, lo que representó una disminución del 40% comparado con la pérdida de \$79.561.004 miles para el mismo ejercicio 2024, dado por una disminución de las obligaciones negociables emitidas por el Grupo, denominadas en UVA.

Resultado antes de impuestos:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de

\$76.902.446 miles comparada con una pérdida de \$151.697.355 miles para el mismo ejercicio 2024, lo que representa una disminución de la pérdida de \$74.794.909 miles.

El resultado positivo de impuesto a las ganancias fue de \$24.142.231 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, lo que representa una disminución de la pérdida de \$82.919.233 miles en comparación con los \$58.777.002 miles de resultado negativo del mismo ejercicio 2024.

Resultado neto:

El resultado neto del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue una pérdida de \$52.760.215 miles, comparada con los \$210.474.357 miles de pérdida para el mismo ejercicio 2024, lo que representa una disminución de la pérdida de \$157.714.142 miles.

Resultados integrales:

La ganancia por los otros resultados integrales del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de \$62.875.283 miles, e incluyen las diferencias de conversión, representando una disminución del 62% en comparación con los \$163.516.959 miles para el mismo ejercicio 2024.

El resultado integral total del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue una ganancia de \$10.115.068 miles, representando un incremento del 122% respecto de la pérdida integral para el mismo ejercicio 2024, de \$46.957.398 miles.

2. Liquidez y Recursos de Capital

Fuentes de Liquidez

Las principales fuentes de liquidez potenciales de GEMSA son:

- fondos generados por las operaciones de los activos de generación;
- fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación; y
- financiaciones que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por GEMSA.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de GEMSA (excepto en relación con actividades de inversión) son los siguientes:

- pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros;
- sueldos de los empleados;
- impuestos; y
- servicios y otros gastos generales.

Flujo de Efectivo

El siguiente cuadro refleja la posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversión y financiación en miles de Pesos:

	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	24.671.152	(8.967.473)
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	67.427.093	257.813.873
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(35.957.863)	(45.786.506)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento	(72.479.014)	(190.973.233)
RECPAM	(5.778.246)	(17.483)
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	12.159.572	1.245.541
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	527.719	1.081.504
Efectivo y equivalentes de efectivo incorporado por consolidación	462.114	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	(8.967.473)	14.396.223

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, se generaron fondos netos por \$257.813.873 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$254.825.035 miles, absorbido principalmente por un aumento en créditos por ventas \$29.567.467 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de \$45.786.506 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos de \$45.543.029 miles

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de \$190.973.233 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$441.454.778 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$622.424.041 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, se generaron fondos netos por \$67.427.093 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$121.241.921 miles, absorbido principalmente por un aumento en créditos por ventas y otros créditos de \$79.730.823 miles. compensado parcialmente por un aumento en deudas comerciales de \$25.240.472 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron de \$35.957.863 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos de \$42.191.184 miles, neto de préstamos otorgados y cobrados, un importe de \$30.270.781 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron de \$72.479.014 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$878.438.814 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$950.090.280 miles.

Capital de trabajo

Al 31 de diciembre de 2025, GEMSA presenta un capital de trabajo negativo de \$1.804.447.251 miles (calculado como activo corriente menos pasivo corriente), lo que significa un aumento de \$1.633.894.578 miles en comparación al capital de trabajo al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 (déficit de \$170.552.673 miles). El capital de trabajo negativo se incrementó sustancialmente por exponer la gran mayoría de sus deudas financieras como pasivo corriente como resultado de los eventos de incumplimiento configurados en tales instrumentos de deuda. Para más información véase: “Avisos Importantes - (1) La Reestructuración” de la presente Adenda.

Endeudamiento

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al 31 de diciembre de 2025:

Deudas financieras	Moneda de denominación	Al 31 de diciembre de	
		2024	2025
		(en miles de pesos)	
Arrendamiento financiero	AR\$	870.247	5.392.072
Contrato de crédito	USD	3.296.755	-
Obligaciones negociables	AR\$ y USD	812.016.977	1.374.402.254
Bono internacional	USD	433.009.304	671.344.951
Otros préstamos bancarios	AR\$ y USD	66.097.696	39.795.554
Préstamo sindicado	USD	-	86.069.721
Pagaré	AR\$ y USD	51.819.411	-
Descuento de cheques	AR\$	18.480.700	-
Descubiertos bancarios	AR\$	11.251.227	132
Sociedades relacionadas	AR\$	17.528.153	26.475.938
Total deuda		1.414.370.470	2.203.480.622

Títulos de Deuda

Obligaciones Negociables del Programa (Co-Emisión GEMSA-CTR)

Clase	Emisor	Moneda de Denominación	Saldo de Capital al 31 de diciembre de 2025 en Moneda o Índice de Denominación (en miles) *	Tasa de Interés	Fecha de Emisión	Fecha de Vencimiento	Garantía
XXXIX (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	353.964	11,00%	30/10/2024	01/11/2031	Si
X-(Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	74.937	9,875%	01/12/2021	01/12/2027	No
XV (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	2.526	6,75%; 8,75% desde 28/08/2025	18/7/2022	28/8/2027	No
XVI (Co-emisión)	GEMSA/CTR	UVA	1.995	UVA + 0%	18/7/2022	18/7/2025	No
XIX (Co-emisión)	GEMSA/CTR	UVA	462	UVA + 1%	7/11/2022	7/11/2025	No
XX (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	4.593	9,50%	17/4/2023	28/7/2025	No
XXIII (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	2.031	9,50%	20/7/2023	20/1/2026	No
XXIV (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	3.705	5,00%	20/7/2023	20/7/2025	No
XXV (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	1.776	9,50%	18/10/2023	18/4/2026	No

9

XXVI (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	5.323	6,75%; 8,75% desde 28/08/2025	12/10/2023	28/8/2027	No
XXVII (Co-emisión)	GEMSA/CTR	UVA	31.821	UVA + 5%	12/10/2023	12/4/2027	No
XXVIII (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	1.634	9,50%	8/3/2024	8/3/2026	No
XXX (Co-emisión)	GEMSA/CTR	UVA	6.037	UVA + 0%	8/3/2024	8/3/2027	No
XXXII (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	6.886	9,50%	30/5/2024	1/6/2026	No
XXXIII (Co-emisión)	GEMSA/CTR	ARS	1.109.148	BADLAR + 10%	30/5/2024	30/5/2025	No
XXXIV (Co-emisión)	GEMSA/CTR	UVA	4.723	UVA + 5%	30/5/2024	30/5/2026	No
XXXV (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	50.731	9,75%	28/8/2024	28/8/2027	No
XXXVI (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	52.710	6,75%; 8,75% desde 28/08/2025	28/8/2024	28/8/2027	No
XXXVII (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	68.591	6,75%; 8,75% desde 28/08/2025	28/8/2024	28/8/2028	No
XXXVIII (Co-emisión)	GEMSA/CTR	UVA	21.701	UVA + 4%	30/8/2024	30/8/2027	No
XL (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	1.648	11,00%	8/11/2024	3/11/2031	Si
XLI (Co-emisión)	GEMSA/CTR	USD	15.439	11,00%	8/11/2024	3/11/2031	Si
XLII (Co-emisión)	GEMSA/CTR	ARS	6.024.952	TAMAR + 5%	26/2/2025	26/2/2026	No

(*) Incluye tenencias propias

Con relación a las obligaciones negociables clase XXXIX, XL y XLI, las Co-Emisoras informaron que tomaron conocimiento de la ejecución parcial de las cesiones en garantía como consecuencia de la ocurrencia de supuestos de incumplimiento, y de que se ha instruido a tales deudores cedidos a realizar el pago de un porcentaje de los cobros bajo los derechos cedidos, a partir de la fecha de notificación, a las cuentas fiduciarias correspondientes. Véase “Avisos Importantes – (1) La Reestructuración” del Suplemento.

Obligaciones Negociables Proyecto

Proyecto	Clase	Emisor	Moneda	Saldo de Capital al 31 de diciembre de 2025 en Moneda o Índice de Denominación (en miles)	Interés	Fecha de Emisión	Fecha de Vencimiento	Garantía
Central Térmica Ezeiza	XV	GEMSA	UVA	7.504	UVA + 6,75%	16/7/2021	28/1/2028	Si
	XVI	GEMSA	USD	120.540	8,00%	16/7/2021	28/7/2032	Si
Central Térmica Modesto Maranzana	XVII	GEMSA	USD	20.485	3,75%	23/5/2022	28/11/2028	Si
	XVIII	GEMSA	UVA	10.263	UVA + 0,25%	23/5/2022	28/11/2028	Si
	XIX	GEMSA	USD	101.259	6,75%	23/5/2022	28/5/2035	Si
Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco	I	GLSA	USD	27.552	4,50%	8/3/2023	28/9/2029	Si
	III	GLSA	USD	135.489	6,75%	8/3/2023	28/3/2036	Si
	IV	GLSA	USD	14.949	4,00%; 11,00% desde 28/10/2025	24/10/2024	28/10/2030	Si

Proyecto Central Térmica Ezeiza

El producido neto de la colocación de las Obligaciones Negociables Clase XV y XVI fue destinado exclusivamente a la construcción, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento del proyecto de cierre de ciclo de la Central Térmica Ezeiza. A través de la emisión de dichas obligaciones negociables, GEMSA obtuvo financiamiento por un monto total de US\$ 135 millones para la ejecución del proyecto.

El 16 de abril de 2024, el proyecto de expansión de la Central Térmica Ezeiza fue autorizado para su operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista con hasta 143,39 MW (gas natural) y 134,78 MW (gasoil) de potencia bajo la Resolución SEE N.º 287/2017. El proyecto aporta beneficios al sistema de generación de electricidad argentino, al reducir el consumo de gas, disminuir los costos promedio de generación por MW despachado y mejorar la eficiencia y la antigüedad promedio de los activos de generación.

Actualmente, la planta cuenta con tres turbinas Siemens SGT-800 de 50 MW de combustible dual, una cuarta turbina Siemens SGT-800 de combustible dual de 54 MW y dos turbinas de vapor Siemens SGT-600. En total, suman 304 MW de capacidad instalada. GEMSA vende 139,5 MW de capacidad comprometida a CAMMESA en virtud de dos CCEE adjudicados bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016 y 138 MW bajo el marco regulatorio

de la Resolución SEE 287/2017.

Proyecto Central Térmica Modesto Maranzana

El producido neto proveniente de la emisión de las Obligaciones Negociables Clases XVII, XVIII y XIX (US\$ 125 millones obtenidos en Mayo de 2022, con recurso limitado a un paquete de garantías) fue destinado a la construcción, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento del proyecto de expansión de la Central Térmica Modesto Maranzana consistente en la instalación de una turbina de gas modelo SGT-800 de 54MW de capacidad nominal, turbina de vapor, modelo SST-600 de 67MW de capacidad nominal y tres calderas de recuperación VOGT HRSG de alta presión, con el fin de transformar las tres turbinas de la Central Térmica Modesto Maranzana en unidades de ciclo combinado. El 26 de junio de 2024, el proyecto de expansión de la Central Modesto Maranzana fue autorizado para su operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista con la tercera turbina SGT-800 (54 MW) y, posteriormente, el 13 de diciembre de 2024, con la turbina de vapor SST-600 (67 MW), conforme a lo dispuesto en la Resolución SEE N.º 287/2017. Con la instalación y puesta en marcha de ambas turbinas, la central incrementó su capacidad total a 471 MW.

Proyecto Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco

Los fondos provenientes de las Obligaciones Negociables Clases I, III y IV emitidas por GLSA (US\$154,8 millones, garantizado con un paquete de garantías sobre equipos y determinados contratos) fueron destinados, específica y exclusivamente, a la construcción, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento del proyecto de construcción y desarrollo de una nueva central de cogeneración de 133 MW en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe, consistente en la instalación de dos turbinas de gas Siemens SGT-800 de 54 MW, dos calderas de recuperación de vapor VOGT HRSG de 100 Tn/h, una turbina de vapor Siemens SST-300 de 25 MW, tres transformadores y una torre de enfriamiento.

El 16 de septiembre de 2024, el proyecto de ciclo simple de la Central Térmica Arroyo Seco fue autorizado para operar comercialmente en el Mercado Eléctrico Mayorista con una capacidad de generación de hasta 54 MW, según la Resolución SEE N.º 287/2017. El 30 de septiembre de 2024, se autorizó una capacidad adicional de 54 MW bajo la misma resolución, completando así 108 MW de capacidad instalada del proyecto de ciclo simple. Finalmente, en julio de 2025 entró en operación una capacidad adicional de 25 MW, a través de una turbina de vapor Siemens de 25 MW y dos calderas VOGT de 60 Tn/h, completando así un total de 133 MW de capacidad instalada.

Obligaciones Negociables de AESA

Clase	Emisor*	Moneda	Saldo de Capital al 31 de diciembre de 2025 en Moneda o Índice de Denominación (en miles) **	Interés	Fecha de Emisión	Fecha de Vencimiento	Garantía
III	GEMSA	USD	377	6,75%; 8,75% desde 28/11/2025	14/12/2021	28/8/2027	No
VII	GEMSA	USD	566	6,75%; 8,75% desde 28/11/2025	13/2/2023	28/8/2027	No
IX	GEMSA	UVA	618	UVA + 3,80%	13/2/2023	13/2/2026	No
X	GEMSA	USD	20.717	5,00%	21/9/2023	22/9/2025	No

XI	GEMSA	USD	2.359	9,50%	21/9/2023	23/3/2026	No
XII	GEMSA	USD	338	6,50%	14/2/2024	16/2/2026	No
XIII	GEMSA	USD	2.568	9,00%	14/2/2024	14/8/2026	No
XV	GEMSA	USD	17.441	9,75%	28/8/2024	28/8/2027	No
XVI	GEMSA	USD	34.172	6,75%; 8,75% desde 28/11/2025	28/8/2024	28/8/2027	No
XVII	GEMSA	USD	41.030	6,75%; 8,75% desde 28/11/2025	28/8/2024	28/8/2028	No
XVIII	GEMSA	UVA	24.671	UVA + 4%	28/8/2024	30/8/2027	No
XIX	GEMSA	USD	308	11,00%	8/11/2024	3/11/2031	SI
XX	GEMSA	USD	11.769	11,00%	8/11/2024	3/11/2031	Si

(*) Obligaciones Negociables incorporadas producto de la Fusión GEMSA-AESA.

(**) Incluye tenencias propias

Con relación a las obligaciones negociables clase XIX y XX garantizadas emitidas por AESA, con fecha 8 de octubre las Co-Emisoras informaron que tomaron conocimiento de la ejecución parcial de las cesiones en garantía como consecuencia de la ocurrencia de supuestos de incumplimiento, y ha instruido a tales deudores cedidos a realizar el pago del veinte por ciento (20%) de los cobros bajo los derechos cedidos, a partir de la fecha de notificación, a las cuentas fiduciarias correspondientes. Véase “Avisos Importantes – (1) La Reestructuración” del Suplemento.

Préstamos

Con fecha 21 de enero de 2025, las sociedades GMSA y CTR como deudores y AESA como fiador celebraron un préstamo sindicado local por un monto de capital de US\$59.000.000 ampliable por hasta US\$80.000.000 con las siguientes entidades financieras: Banco Hipotecario S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Supervielle S.A., Banco Santander Argentina S.A., Banco de la Provincia de Córdoba S.A., Banco de la Ciudad de Buenos Aires, Banco de Servicios y Transacciones S.A., Banco de la Provincia de Buenos Aires (el “Préstamo Sindicado”). El Préstamo Sindicado contempla pagos de amortización mensuales a partir de febrero de 2026 y hasta el 21 de enero de 2027, a una tasa de interés anual del 8,75%. Los fondos desembolsados serán destinados única y exclusivamente a la cancelación de deuda bajo Pagarés Bursátiles y líneas bancarias existentes. El préstamo incluye una cesión en garantía

y prenda de créditos respecto de todos los derechos de cobro de los Deudores frente al Deudor Cedido en virtud de ciertos CCEEs. El préstamo sindicado prevé el cumplimiento de compromisos financieros por parte de GMSA y CTR habituales para este tipo de transacciones como limitaciones al endeudamiento, ratios financieras, pagos restringidos, cambios de control de los accionistas, entre otros. Con fecha 27 de marzo de 2026, las Co-Emisoras informaron mediante hechos relevantes (CTR bajo el ID #3502396 y GEMSA bajo el ID #3502388) la celebración de una enmienda al contrato de préstamo sindicado local originalmente suscripto el 21 de enero de 2025 entre las Co-Emisoras, como co-deudoras, y Banco Hipotecario S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco Supervielle S.A., Banco Santander Argentina S.A., Banco de la Provincia de Córdoba S.A., Banco de la Ciudad de Buenos Aires, Banco de Servicios y Transacciones S.A.U. y Banco de la Provincia de Buenos Aires, como prestamistas. Dicha enmienda prevé, entre otros aspectos, la extensión del plazo de vencimiento hasta agosto de 2028, la readecuación del cronograma de amortizaciones y la modificación de la tasa de interés aplicable, la cual se establece en un 8,25% nominal anual, así como la modificación de determinados términos y condiciones.

Por último, las Co-Emisoras mantienen otra serie de préstamos con bancos, varios de los que se encuentran garantizados con distintas liquidaciones a cobrar por las Co-Emisoras de sus clientes.

3. Información sobre Tendencias

Nuestros Ingresos y Costos

Actualmente nuestros ingresos consolidados y nuestro EBITDA Ajustado surgen principalmente de la venta de nuestra capacidad de generación y de la energía eléctrica generada asociada a esa capacidad en virtud de los siguientes marcos regulatorios:

(i) *Resolución SE 220/2007*. En el marco de la Resolución SE 220/2007, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE a largo plazo (comúnmente con plazos de diez años) expresados en Dólares Estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en Dólares Estadounidenses por MW por mes por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que el 92% de nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en Dólares Estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía generada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico. El precio se paga en Pesos al tipo de cambio oficial.

(ii) *Resolución SEE 21/2016*. En el marco de la Resolución SEE 21/2016, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE de 10 años expresados en Dólares Estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en Dólares Estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible o en mantenimientos programados y autorizados por CAMMESA. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en Dólares Estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía generada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico. El precio se paga en Pesos al tipo de cambio oficial.

(iii) *Resolución SEE 287/2017*: Bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA conforme a contratos de abastecimiento a largo plazo expresados en Dólares Estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en Dólares Estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible o en mantenimiento autorizado por CAMMESA y autorizados por CAMMESA (sujeto a una multa en caso de indisponibilidad no autorizada) y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos administrativos y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía despachada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor ya que es más eficiente). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye un cargo fijo asociado al costo de transporte. Recibimos el pago del precio en Pesos al tipo de cambio oficial.

(iv) *Energía Plus*: Vendemos electricidad a industrias catalogadas como grandes usuarios de energía eléctrica en virtud de CCEE con plazos de entre uno y dos años, expresados en Dólares Estadounidenses. Cobramos un precio monómico fijo por la energía consumida por el tomador en virtud de estos contratos. Los CCEE no contemplan un compromiso de compra garantizada (*take or pay*) y, por consiguiente, ello representa para nosotros un EBITDA Ajustado menos estable en relación con nuestras ventas concretadas en virtud de los marcos regulatorios dispuestos en la Resolución SE 220/2007 y el programa Energía Base. No obstante, en general, podemos estimar con razonable precisión el consumo aproximado de energía por parte de los tomadores a partir del consumo histórico, lo cual nos ayuda a redactar nuestros contratos teniendo en cuenta dichos datos. Para mayor información, véase “*Información de las Co-Emisoras—Normas con influencia en generadores eléctricos —Resolución N° 400/2025*” del presente.

(v) *Energía Base*: En virtud del marco regulatorio del programa Energía Base, para la capacidad instalada antes del 17 de marzo de 2006, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de un acuerdo regulatorio con compromiso de compra garantizada (*take or pay*). Hasta febrero de 2017 era en Pesos (sin celebrar ningún contrato de compraventa de energía), y pasó a ser en Dólares Estadounidenses de dicha fecha hasta febrero 2020 en virtud de las Resoluciones SEE 19/2017 y luego la SGE 1/2019. En febrero de 2020 la Resolución 1/2019 fue modificada por la Resolución 31/2020, cuyos considerandos plantearon la necesidad de adaptar los criterios de remuneración establecidos por la Resolución 1/2019, considerando que la magnitud de los acontecimientos económico-financieros que afronta el país, en particular la abrupta apreciación del tipo de cambio, impactan sobre dicha remuneración, dada la mayor variación del tipo de cambio por sobre los costos de producción, que deviene en la necesidad de restablecer la relación entre ellos. En función de ello la Resolución 31/2020 modificó parcialmente la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2020 que implica: (i) reducción y pesificación de los valores remuneratorios de potencia para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (ii) pesificación de los valores remuneratorios variables para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (iii) modificación de los criterios de remuneración de los generadores térmicos incorporando: (a) diferenciación para aquellos generadores habilitados con motores de combustión interna menores o iguales a 42 MW; y (b) criterios remuneratorios diferenciales para aquellos generadores que no efectúen un compromiso de disponibilidad garantizada; (iv) introducción de un criterio remunerativo por disponibilidad de potencia en horas de alto rendimiento. El 21 de mayo de 2021, mediante la Resolución SE 440/2021 (modificada a través de las Resoluciones SE N° 238/2022, 826/2022 y 59/2023), el Gobierno Argentino actualizó nuevamente el régimen de los generadores bajo remuneración del mercado spot, derogando la actualización automática de los valores de la remuneración y disponiendo que los valores de la energía eléctrica y la potencia que se mantienen en Pesos pueden reajustarse en un 29% con carácter retroactivo a febrero de 2021. El esquema de remuneración fue inicialmente modificado mediante las Resoluciones N° 9/2024, N° 99/2024, N° 193/2024 y N° 233/2024. Con fecha 30 de septiembre de 2024, se dictó la Resolución N° 285/2024, la cual modificó el esquema de remuneración establecido en la Resolución N° 233/2024 y reemplazó sus Anexos I, II, III, IV y V. Posteriormente, la Resolución N° 285/2024 fue modificada por la Resolución N° 20/2024 de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería y por normas adicionales dictadas por la Secretaría de Energía, incluyendo las Resoluciones N° 387/2024, N° 603/2024, N°

27/2025, N° 113/2025, N° 143/2025, N° 177/2025, N° 227/2025, N° 280/2025, N° 331/2025, N° 356/2025, N° 381/2025, N° 483/2025, N° 602/2025 y N° 34/2026, las cuales introdujeron ajustes adicionales al esquema de remuneración. La Resolución N° 34/2026, dictada el 11 de febrero de 2026, reemplazó los Anexos I, II y III de la Resolución N° 602/2025, actualizando los valores de remuneración aplicables a los generadores en el MEM y en el MEMSTDF con efecto a partir de las transacciones económicas correspondientes a enero de 2026.

Entre otros ajustes, la Resolución N° 34/2026 modifica el Anexo II, estableciendo el precio de potencia (Precio de Potencia Garantizada, PrecPotDIGO) aplicable a los generadores térmicos, expresado en ARS/MW-mes y diferenciado según el período estacional: ARS 7.549.733/MW-mes para los meses de verano (diciembre, enero y febrero) y de invierno (junio, julio y agosto), y ARS 5.662.303/MW-mes para los restantes meses (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre). Asimismo, establece un factor de ajuste de 1,2 para las unidades de ciclo combinado de menos de 150 MW, a fin de reflejar sus mayores costos de operación y mantenimiento. Adicionalmente, fija el precio spot para la valorización de regalías y de los servicios de reserva de corto plazo en ARS 14.669/MWh. En este contexto, en el marco del proceso de transición hacia un esquema de mayor competencia, libre contratación y descentralización del Mercado Eléctrico Mayorista impulsado por la Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía, el esquema de remuneración de Energía Base se encuentra sujeto a una progresiva adecuación, en línea con la evolución hacia mecanismos de mercado en la formación de precios de la energía eléctrica.

(vi) *Acuerdo Privado con Petroperú:* El 12 de enero de 2022, GEMSA resultó adjudicataria del contrato en el marco del proceso de selección abreviado correspondiente al “Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara – Proceso de Contratación del Servicio de Gestión Operativa de las Unidades Auxiliares de la Refinería de Talara (Paquete 4)”, convocado por Petróleos del Perú S.A. El objeto de la licitación consistía en la contratación de un especialista para asumir la gestión operativa del Paquete 4 de las Unidades Auxiliares de la Nueva Refinería de Talara, ubicada en la ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El Paquete 4 comprende los siguientes componentes: (i) unidades de cogeneración eléctrica (GE), con una capacidad de 100 MW; (ii) unidad de distribución de agua de alimentación de calderas (SGV); (iii) unidad de tratamiento de condensados (RCO); y (iv) estaciones eléctricas (GE2, GE1). En este contexto, GEMSA, GROSA y CBEI LLC constituyeron el 14 de enero de 2022 una sociedad en Perú denominada GM Operaciones S.A.C., como vehículo de propósito específico para la celebración de los contratos adjudicados y la ejecución del proyecto. En consecuencia, el 14 de noviembre de 2022, GMOP, conjuntamente con Petroperú, celebró dos acuerdos complementarios para la operación y mantenimiento de la Planta de Cogeneración correspondiente al Paquete 4. Por un lado, un contrato de usufructo, que otorga a GMOP el derecho de usufructo sobre el área que comprende la planta y establece sus obligaciones en relación con la operación y mantenimiento de los activos que integran el Paquete 4. Por otro lado, un contrato de suministro de energía eléctrica, vapor y agua para calderas destinado a abastecer a la Refinería de Talara, así como para la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1, con un plazo de 20 años contado desde la “etapa operativa”.

(vii) La venta de vapor a Renova S.A. y Louis Dreyfus Company S.A. (clientes privados) para su proceso de producción bajo un contrato a largo plazo de suministro de vapor, denominado en dólares estadounidenses y pagadero en pesos al tipo de cambio oficial.

Para más información acerca de estos marcos regulatorios, ver en el presente los apartados “*Información de las Co-Emisoras—Nuestros clientes*” y “*Información de las Co-Emisoras—Descripción del sector en que se desarrolla su actividad—Participantes Clave—Generadores*”.

Nuestros costos por ventas se relacionan principalmente con los siguientes conceptos: (i) el costo de adquisición de energía eléctrica (principalmente en el marco regulatorio del programa Energía Plus y la compra de capacidad de generación de respaldo); (ii) la depreciación de los activos fijos; (iii) los costos de mantenimiento; (iv) salarios y cargas sociales; y (v) los costos de seguro.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, el 17,6%, el 24,5%, el 44,7%, el 2,1%, el 7,8% de nuestro EBITDA Ajustado surge de las ventas realizadas en virtud del marco regulatorio impuesto por las Resoluciones SE 220/2007, SEE 287/2017 y SEE 21/2016 y los programas Energía Plus y Energía Base,

respectivamente, y 2,7% y 0,7% de los ingresos generados en virtud de un contrato privado con Petroperú y del SPA con Renova, respectivamente.

Para conocer mayor información acerca de estos marcos regulatorios, ver “*Información de las Co-Emisoras—Descripción del sector en que se desarrolla su actividad—Participantes Clave—Generadores*” de la presente Adenda. Tales marcos regulatorios implican la celebración de contratos de compraventa de energía a largo plazo con CAMMESA, denominados en Dólares Estadounidenses, en virtud de los cuales venderemos nuestra disponibilidad de capacidad de generación de energía en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*) además de la energía eléctrica despachada. No podemos garantizar, sin embargo, que los cambios regulatorios y en las políticas implementadas en Argentina no afectarán nuestro negocio ni los resultados de las operaciones en el futuro. Para una descripción de los riesgos regulatorios en Argentina, ver “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina*” y para una descripción de los riesgos asociados al sector eléctrico argentino, ver “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el Sector Energético Argentino*” del Suplemento y del Prospecto.

Nuestra capacidad para generar energía eléctrica depende de la disponibilidad de gas natural y, en mucha menor medida, de fueloil. De acuerdo con determinados CCEE celebrados dentro del marco regulatorio del programa Energía Plus, tenemos la obligación de obtener el combustible necesario para satisfacer nuestras obligaciones de generación de energía eléctrica y no podemos trasladar el costo del combustible a nuestros clientes. El suministro o el precio del gas natural que se utiliza en las centrales eléctricas que operamos se ha visto afectado en varias oportunidades –y seguirá viéndose afectado– por, entre otros factores, la disponibilidad de gas natural en Argentina, la necesidad de importar un mayor volumen de gas natural a precios más altos que el precio aplicable a la oferta interna como resultado de la baja producción interna y la redistribución de gas dispuesta por la SE, dada la actual escasez de oferta y la continua caída de las reservas. En 2021, el precio del gas vendido por nuestros principales proveedores aumentó considerablemente. Comúnmente, los precios más altos del gas perjudican nuestro margen bruto en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus.

Condiciones económicas argentinas

Debido al hecho de que nuestros activos, operaciones y clientes se encuentran en Argentina, los resultados de las operaciones y nuestra situación patrimonial se ven afectados en gran parte por las condiciones políticas y macroeconómicas del país. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido un fuerte impacto en nuestros negocios y se espera que estos efectos continúen en el futuro. El actual gobierno deberá corregir los desequilibrios macroeconómicos de la Argentina y deberá recuperar el acceso a los mercados financieros internacionales, en un contexto adverso marcado por una fuerte crisis económica tanto a nivel local como internacional. Ver “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina*” del Suplemento y del Prospecto.

La siguiente tabla presenta indicadores económicos clave en Argentina durante los períodos señalados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2024	2025
PBI real (% cambio)	(1,6%)	(1,7%)	2,10%
Índice de Precios al Consumidor (% cambio)	211,4	117,8%	31,5%
Tipo de cambio nominal (en \$/USD al 31 de diciembre)	830,25	1.052,50	1.480,00
(1)			
Balanza Comercial (en millones de USD)	(6.926)	18.899	11.286
Saldo fiscal primario (sin intereses) (como % del PBI)	(2,9%)	1,8%	1,5%
Deuda pública (% del PBI al 31 de diciembre)	57,7%	43,5%	76,3%
Tasa de desempleo al cierre del período (% cambio)	5,7%	6,4%	7,5%

(1) Tipo de cambio vendedor para transferencias electrónicas (*divisas*) publicado por el Banco de la Nación Argentina.

Ver “*Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con la Argentina—La intervención del gobierno en la economía argentina podría socavar la confianza de empresas e inversores*” del Prospecto.

Oferta y demanda de electricidad en Argentina

Si bien gran parte de nuestros ingresos consolidados y de nuestro EBITDA Ajustado surge de pagos fijos por capacidad en virtud de los CCEE a largo plazo que celebramos con CAMMESA en virtud de la Resolución SE 220/2007, SEE 21/2016, SEE 287/2017, los cuales no varían en función de cambios en la demanda de energía eléctrica, los resultados de nuestras operaciones se han visto –y seguirán viéndose– afectados por los cambios en la oferta y demanda de electricidad en Argentina, en tanto la oferta y la demanda de electricidad tienen un impacto en la energía despachada, en los costos del combustible y, en última instancia, en los precios de la electricidad, así como en el crecimiento del sector energético en el mediano y en el largo plazo.

La demanda de electricidad depende en gran parte de las condiciones políticas y económicas oportunamente vigentes en Argentina además de factores estacionales. Durante 2020, la pandemia provocada por el COVID-19 afectó a la demanda de energía, así como a la economía. En líneas generales, la demanda de electricidad varía en función de la tasa de crecimiento de la economía argentina ya que las empresas y las personas suelen consumir más energía y se encuentran en mejores condiciones de pagar las correspondientes facturas durante períodos de estabilidad o crecimiento económico. Es por ello que la demanda de energía se ve afectada por las medidas adoptadas por el gobierno argentino en materia económica, incluidas aquellas relativas a inflación, tasas de interés, controles de precios, controles del tipo de cambio, impuestos y tarifas energéticas. Después de la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de electricidad en Argentina registró un crecimiento constante todos los años, impulsado por una recuperación de la economía y el congelamiento de las tarifas. Las políticas y regulaciones del gobierno argentino en respuesta a la crisis se tradujeron en distorsiones en el mercado, especialmente en términos de precios, a lo largo de toda la cadena de valor del sector eléctrico (generación, transmisión y distribución). Estas distorsiones generaron una brecha entre la demanda y la oferta de electricidad en Argentina, especialmente desde el año 2012, llevando a cortes voluntarios y forzosos en el suministro de electricidad en épocas de mayor consumo estacional.

La administración de Mauricio Macri, con el fin de aumentar la capacidad instalada, aprobó las Resoluciones SEE 21/2016 y SEE 287/2017. Adicionalmente incentivó la instalación de energías renovables y se implementaron políticas tendientes a eliminar parcialmente las distorsiones de precios antes mencionadas, fundamentalmente mediante aumentos en el precio de la electricidad en el marco de la recomposición de tarifas principalmente para el consumo comercial y residencial. Como resultado de estas medidas, entre 2016 y 2019 se adjudicaron 3.138 MW bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 21/2016, 1.810 MW bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 y 4.446,5 MW bajo los programas de energías renovables RenovAr. La capacidad adicional contribuyó a una reducción parcial de la brecha entre la demanda y la oferta de electricidad en Argentina.

Durante 2020, como consecuencia del impacto negativo del COVID-19, la demanda de electricidad cayó 1,7% respecto a 2019. La caída estuvo explicada fundamentalmente por la industria que, por las restricciones asociadas al aislamiento social, preventivo y obligatorio, contrajo la demanda de energía en 11,5% para el período mencionado. Esta caída fue compensada parcialmente por la demanda residencial que, por el mismo motivo, se incrementó un 8,1%. En 2022, la demanda de electricidad aumentó un 3,6% en comparación con 2021 y en 2023 aumentó un 1,5% en comparación con 2022, pasando de 138.775 GWh a 140.883 GWh. En 2024, la demanda de electricidad disminuyó un 0,5% respecto de 2023, pasando de 140.884 GWh a 140.219 GWh. En 2025, la demanda eléctrica aumentó un 0,7% en comparación con 2024, pasando de 140.219 GWh a 141.249 GWh.

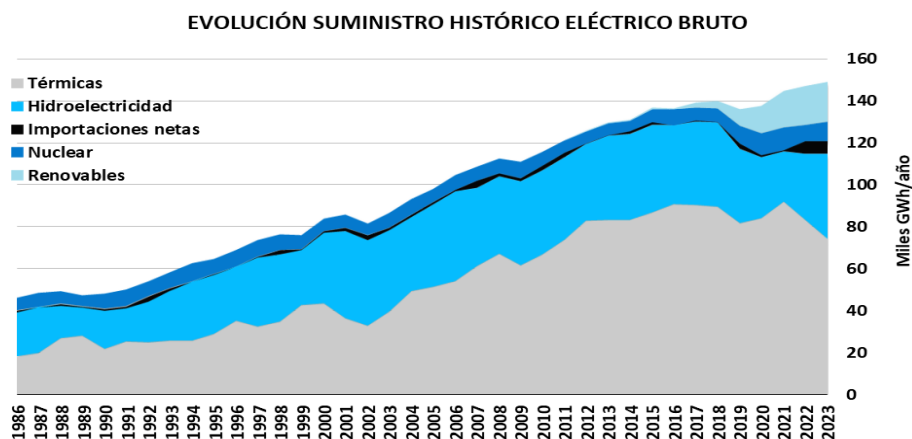
La demanda de energía eléctrica evidencia una marcada tendencia de crecimiento, con leves caídas en períodos de desaceleración económica.

Evolución del Producto Interno Bruto —a precios constantes— y de la demanda de energía eléctrica (en números índice con base 2004 = 100)



La generación de energía eléctrica aumentó un 0,5% en 2025, pasando de 142.138 GWh en 2024 a 142.789 GWh en 2025; en 2024, aumentó un 0,5% respecto de 2023, pasando de 141.398 GWh en 2023 a 142.138 GWh en 2024; en 2023, aumentó un 1,9% respecto de 2022, pasando de 138.747 GWh en 2022 a 141.398 GWh en 2023; en 2022, la generación eléctrica disminuyó un 2,2%, pasando de 141.797 GWh en 2021 a 138.747 GWh en 2022; y en 2021, la generación eléctrica aumentó un 5,7% en comparación con 2020, pasando de 134.177 GWh en 2020 a 141.797 GWh en 2021.

El siguiente gráfico muestra la oferta de energía eléctrica en Argentina por fuente, incluyendo la generación dentro del país a partir de fuentes hidroeléctricas, térmicas, nucleares y renovables, así como la electricidad importada de países vecinos (neta de exportaciones).



Durante 2023, la generación térmica continuó siendo la principal fuente utilizada para satisfacer la demanda de energía en Argentina, con un aporte de 73.018 GWh (aproximadamente 51,6%), seguida por la generación hidroeléctrica de más de 50 MW, que contribuyó con 39.332 GWh (aproximadamente 27,8%), la generación a partir de fuentes renovables, con 20.085 GWh (aproximadamente 14,2%), y la generación nuclear, con 8.963 GWh (aproximadamente 6,3%).

La capacidad instalada nominal de generación eléctrica en Argentina informada por CAMMESA al 31 de diciembre de 2025 ascendía a 44.177 MW. Dicho valor representa un incremento significativo en comparación con

[Handwritten signature]

2016, cuando la capacidad instalada nominal era de 33.971 MW, lo que evidencia una recuperación relevante de la capacidad instalada como consecuencia de la incorporación de nuevas unidades adjudicadas por el Estado Nacional.

De acuerdo con la información publicada por CAMMESA en su Informe Mensual correspondiente a diciembre de 2025, durante 2025 se incorporaron 826 MW adicionales de capacidad instalada nominal de generación eléctrica, y un total de 4.458 MW desde diciembre de 2019 hasta diciembre de 2025.

La disponibilidad promedio del parque generador total en 2023 fue estimada por CAMMESA en 79,3% (78,7% para unidades térmicas en 2019), equivalente a aproximadamente 5.200 MW de indisponibilidad, como consecuencia de diversos factores, tales como restricciones en el abastecimiento de combustible, dificultades para alcanzar la eficiencia nominal y la indisponibilidad de unidades en mantenimiento. La disponibilidad de las unidades térmicas ha mostrado mejoras desde diciembre de 2023.

Para mayor detalle ver la sección “*Información de las Co-Emisoras—Descripción del sector en que se desarrolla su actividad*”.

Nuestra ampliación de capacidad

Las Co-Emisoras y sus subsidiarias constantemente desarrollan nuevos proyectos con el objeto de satisfacer las necesidades del sistema y generar nuevas oportunidades de negocios con un equipo con experiencia en el análisis, desarrollo, ejecución, operación y mantenimiento de los mismos.

En 2018, las Co-Emisoras han finalizado las ampliaciones adjudicadas en 2016 y 2017 por un total de 460 MW. Asimismo, durante 2023 y 2024, completamos la instalación de 483 MW de capacidad de generación adicional en nuestras plantas de energía Ezeiza, Maranzana y Arroyo Seco y la nueva operación en Perú. Con la capacidad de generación adicional en nuestra Central Térmica Arroyo Seco (25 MW), que entró en operación durante julio de 2025, completando 508 MW de capacidad nueva.

Para mayor detalle ver la sección “*Información de las Co-Emisoras—Expansión de capacidad*” en esta Adenda.

Disponibilidad y despacho

Vendemos nuestra disponibilidad para la generación de capacidad y electricidad a CAMMESA de conformidad con CCEE a largo plazo en el marco de las Resoluciones SEE 21/2016, SE 220/2007 y SE 287/2017 y el régimen del programa Energía Base. También vendemos nuestra electricidad a grandes tomadores privados en el marco de Energía Plus.

La siguiente tabla presenta un resumen de los marcos regulatorios y de las principales condiciones para la venta de capacidad de generación de electricidad y despacho para cada una de nuestras centrales eléctricas (excepto Solalban) en funcionamiento al 31 de diciembre de 2025:

<u>Central Eléctrica</u>	<u>Regulación</u>	<u>Tomador</u>	<u>MW de capacidad comprometida (o utilizada en el caso de Energía Plus) por contrato/marco regulatorio</u>	<u>Plazo</u>	<u>Moneda</u>	<u>Precio de Capacidad Comprometida a USD / MW por hora</u>	<u>Precio de Energía USD/MWh⁽¹⁾</u>	<u>Plazo Contractual al Restante</u>	<u>Fecha de extinción</u>
--------------------------	-------------------	----------------	---	--------------	---------------	---	--	--------------------------------------	---------------------------

Central Térmica Modesto Maranzana	Energía Plus	Privado	135	1 a 2 años	USD	-	55,00	N/A	N/A
	Energía Base	CAMMES A	70	N/A	Ps.	7,57	4,80 (gas) / 7,75 (gasoil)	N/A	N/A
	Energía Base	CAMMES A	45	N/A	Ps.	6,56	5,00 (gas) / 7,75 (gasoil)	N/A	N/A
	Res. 220/2007	CAMMES A	90	10 años	USD	21,82	8,00 (gas) / 10,50 (gasoil)	1 año y 6 meses	Jul-2027
	Res 287/2017	CAMMES A	112,5	12 años	USD	24,76	8,00 (gas)/ 8,00 (gasoil)	10 años y 10 meses	Oct- 2036
Central Térmica Independenci a #1	Res. 21/2016	CAMMES A	46	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	1 año y 6 meses	Jul-2027
Central Térmica Independenci a #2	Res. 21/2016	CAMMES A	46	10 años	USD	28,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	2 años y 1 mes	Feb- 2028
Central Térmica Independenci a	Energía Base	CAMMES A	120	N/A	Ps.	6,56	5,00 (gas) / 7,75 (gasoil)	N/A	N/A
Central Térmica Ezeiza	Res. 21/2016	CAMMES A	93	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	1 año y 6 meses	Jul-2027
Central Térmica Ezeiza #2	Res. 21/2016	CAMMES A	47	10 años	USD	28,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	2 años y 1 mes	Feb- 2028
	Res 287/2017	CAMMES A	138	12 años	USD	26,74	8,00 (gas) / 8,00 (gasoil)	10 años y 10 meses	Oct- 2036
Central Térmica Riojana	Energía Base	CAMMES A	40	N/A	Ps.	6,56	5,00 (gas) / 7,75 (gasoil)	N/A	N/A
	Res. 220/ 2007	CAMMES A	45	10 años	USD	23,00	11,44 (gas) / 15,34 (gasoil)	1 año y 5 meses	May- 2027
Central Térmica Roca	Energía Base	CAMMES A	116,7	N/A	Ps.	7,57	4,80 (gas) / 7,75 (gasoil)	N/A	N/A
	Res. 220/ 2007	CAMMES A	55	10 años	USD	43,72	5,4 (gas/gasoil)	2 años y 7 meses	Ago- 2028
Generación Frías	Res. 220/ 2007	CAMMES A	56	10 años	USD	26,40	10,83 (gas) / 11,63 (gasoil)	6 meses	Dic- 2025
Central Térmica Arroyo Seco	Res. 287/ 2017	CAMMES A	100	12 años	USD	23,90	6,00 (gas) / 12,00 (gasoil)	10 años y 5 meses	May- 2036

Central Térmica Timbúes	Res. 21/ 2016	CAMMES A	168	10 años	USD	31,51	8,00 (gas) / 10,00 (gasoil)	2 años	Dic- 2027
-------------------------------	------------------	-------------	-----	------------	-----	-------	-----------------------------------	--------	--------------

CAMMESA solicita el despacho de electricidad a las empresas generadoras en función de diferentes criterios, incluida la eficiencia de las centrales eléctricas, la falta de disponibilidad del sistema, la tensión de la red, la disponibilidad de combustible y la ubicación de la demanda, entre otros factores.

Precios de la electricidad

Durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2025, en virtud de los CCEE que celebramos en virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007, la Resolución SEE 21/2016 y la Resolución SEE 287/2017, el precio fijo promedio ponderado de MW por hora por la disponibilidad de energía comprometida por contrato fue de USD 27,9.

Bajo el marco de la Resolución SE 220/2007, el precio fijo de capacidad se negoció con CAMMESA al momento de celebrar los contratos en base al monto de la inversión, tipo y eficiencia de la tecnología instalada, y disponibilidad de energía comprometida por contrato de acuerdo a las condiciones en las que operará la turbina. Bajo el marco de la Resolución SEE 21/2016, el precio fijo de capacidad fue aquél establecido en la oferta presentada por la compañía en el proceso de licitación llevado a cabo.

Bajo el marco de la Resolución SEE 287/2017, el precio fijo de capacidad fue aquel establecido en la oferta presentada por la compañía en el proceso de licitación llevado a cabo ajustado posteriormente por la negociación en la extensión de la fecha de la puesta en marcha.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, bajo los CCEE con tomadores privados bajo el marco regulatorio del programa Energía Plus, el precio monómico promedio por MWh fue de USD 6.7. Los contratos de compraventa de energía que celebramos en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus comúnmente tienen plazos de entre uno y dos años y se trata de contratos que no contemplan la modalidad “take or pay”. Asimismo, de acuerdo con lo estipulado bajo el marco regulatorio del programa Energía Base y sus modificatorias cuyas última vigente es la Resolución 113/2025 los precios de potencia y energía son en pesos. Al 31 de diciembre de 2025, el precio promedio ponderado de MW por hora de nuestra disponibilidad de potencia comprometida en virtud de dichos acuerdos fue de Ps. 10.527,00 (USD 7,26) y Ps. 8.040 (USD 6,53), respectivamente, y el precio promedio ponderado por MWh de la energía efectivamente despachada fue de Ps. 7.830,00 (USD 5,40) y Ps. 6.040 (USD 3,7), respectivamente, para energía generada con gas, y de Ps. 12.064,00 (USD 8,32) y Ps. 9.399 (USD 6,5), respectivamente, para energía generada con gasoil (en todos los casos, excluyendo el combustible, el cual es provisto por CAMMESA).

La siguiente tabla presenta los precios promedio ponderado de nuestra capacidad o energía despachada, según corresponda, para los períodos señalados:

Correspondiente al ejercicio finalizado

	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2024</u>	<u>31 /12/2025</u>
Resolución SEE 21/2016			
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	29,36	29,36	30,16
Precio de energía USD/MWh ⁽¹⁾⁽²⁾	8,50	8,50	8,29
Resolución SE 287/2017			
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	00,00	25,29	25,29
Precio de energía USD/MWh ⁽¹⁾⁽²⁾	00,00	7,43	7,43
Resolución SE 220/2007			
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	27,98	27,98	27,98
Precio de energía USD/MWh ⁽¹⁾⁽²⁾	8,68	8,68	8,68
Energía Plus ⁽³⁾	56,70	59,00	55,00
Energía Base ⁽⁴⁾⁽⁵⁾			
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	6,21	8,32	7,57
Precio de energía USD/MWh ⁽¹⁾⁽⁴⁾	4,45	5,40	5,00
Acuerdo Privado con Petroperú ⁽⁶⁾	00,00	33,83	33,25
SPA ⁽⁷⁾	15,95	10,80	13,00

(1) Precio por electricidad vendida.

(2) Precio promedio por MW calculado bajo el supuesto de generación por combustión de gas natural.

(3) Calculado como el promedio simple de todos los contratos de compraventa de energía en vigencia conforme a este marco regulatorio.

(4) Precio promedio por MW calculado bajo el supuesto de generación por combustión de gas natural correspondiente a Central Térmica M. Maranzana y Central Térmica Riojana.

(5) Desde junio de 2025 los precios por MW son en Pesos de acuerdo con la Res 227/25 y están dolarizados al tipo de cambio oficial de cierre de cada mes respectivamente.

(6) Precio adjudicado por MWh

(7) Precio facturado por volumen de toneladas vendidas.

Fluctuaciones del tipo de cambio

A partir de febrero de 2017, todas las tasas contempladas en nuestros CCEE se denominan en Dólares Estadounidenses y se pagan en Pesos. En virtud del marco regulatorio dispuesto por las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016, incluso en los contratos firmados bajo la Resolución SEE 287/2017, las tasas denominadas en Dólares Estadounidenses se convierten a Pesos al tipo de cambio publicado por el BCRA de conformidad con la Comunicación “A” 3500 el cuadragésimo segundo día hábil siguiente a la fecha de la factura en vez de a la fecha efectiva de pago. En caso de que CAMMESA realice los pagos en un plazo superior a la fecha de vencimiento, fluctuaciones en el tipo de cambio podrían tener un impacto negativo en nuestros resultados en la medida en que exista una devaluación del Peso entre la fecha de vencimiento y la fecha efectiva de pago. Asimismo, los agentes generadores son remunerados con intereses compensatorios por la mora incurrida.

En el marco del programa Energía Plus, las facturas expresadas en Dólares Estadounidenses se pagan en Pesos al tipo de cambio al cierre del Banco de la Nación Argentina vigente el día anterior al pago efectivo de las facturas. Los ciclos de facturación y cobro en el marco del programa Energía Plus son significativamente más cortos, lo cual disminuye el impacto negativo generado por fluctuaciones en el tipo de cambio.

Una parte importante de nuestros costos operativos y de nuestra deuda se denomina en Dólares Estadounidenses, lo cual creemos genera una cobertura natural frente a fluctuaciones en el tipo de cambio.

Nuestros resultados operativos se han visto –y continuarán viéndose- afectados por la fluctuación del tipo de cambio del Peso en relación con el Dólar Estadounidense. La depreciación del Peso se traduce en mayores ingresos en Pesos correspondiente a las tasas denominadas en Dólares Estadounidenses. Sin embargo, tal devaluación tiene un impacto negativo en el resultado neto de nuestros activos financieros denominados en Pesos.

Facturación y cobro

En virtud de los procedimientos estipulados por CAMMESA tenemos derecho a recibir los pagos al tercer día hábil posterior al cual CAMMESA recibe el pago de los agentes deudores (Distribuidoras, Grandes Usuarios). Dichos agentes deudores tienen un plazo de pago estipulado regulatoriamente en 39 días. En un escenario normalizado los agentes acreedores (generadores de energía) deberían recibir pagos a los 42 días del cierre de la transacción económica mensual que ocurre el primer día de cada mes.

En virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 21/2016 se estableció la prioridad sobre la Resolución SEE 19/2017 y la SE 220/2007. Por su parte, en virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007 se estableció la prioridad sobre la Resolución SEE 19/2017. En los últimos años, debido a las condiciones regulatorias en el sector eléctrico argentino que afectaron la rentabilidad y viabilidad económica de los servicios públicos de energía, algunos agentes del MEM incumplieron con sus pagos a CAMMESA, lo cual afectó la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus obligaciones de pago a las empresas generadoras de electricidad, entre las que nos encontramos. Debido a que los pagos de CAMMESA se efectivizan en Pesos, toda demora en su pago genera un riesgo cambiario dado que las facturas se expresan en Dólares Estadounidenses, conforme se describe en *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—La devaluación del Peso podría afectar negativamente la economía argentina”* del Prospecto. Asimismo, tales demoras en el pago pueden traducirse en mayores requerimientos de capital circulante que el que comúnmente necesitaríamos para financiar con fuentes propias.

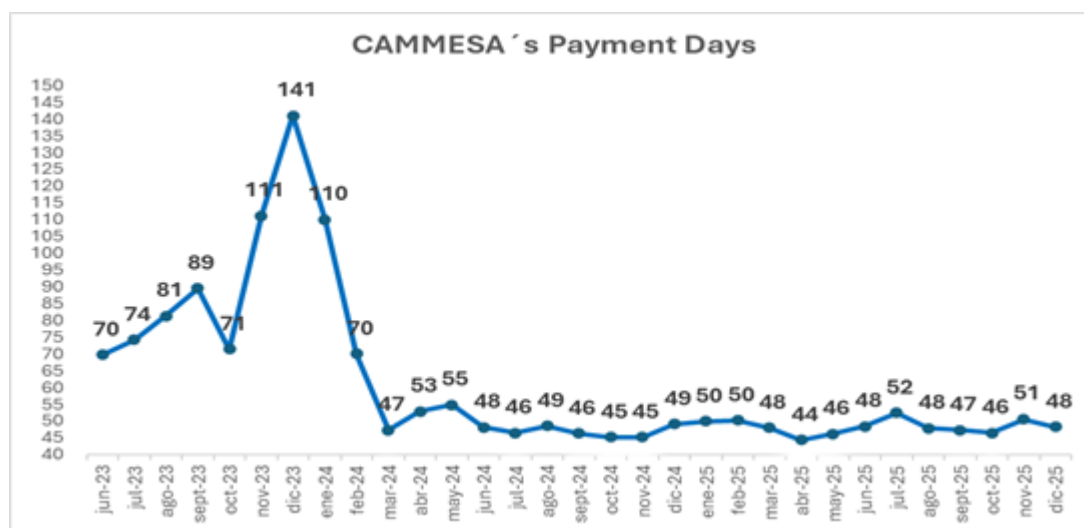
En virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio del programa Energía Plus, comúnmente emitimos facturas en forma mensual y el correspondiente tomador las cancela entre los 20 y 30 días desde su emisión. Nuestras tasas y facturas se emiten en Dólares Estadounidenses, pero se cancelan en Pesos, siendo el tomador quien suele cubrir cualquier fluctuación en el tipo de cambio que resulte de cualquier mora en el pago.

Si bien los plazos de pago de CAMMESA empeoraron desde octubre de 2019, la pandemia ha profundizado esta tendencia. Producto de importantes demoras en la cobranza a distribuidoras, grandes usuarios y contribuciones del Tesoro Nacional, CAMMESA ha incrementado los plazos de pago a las generadoras y productoras de hidrocarburos. Para los primeros diez meses de 2023, los plazos promedio están en torno a los 80 días registrando un máximo de 99 días en enero de 2023 y un mínimo de 70 días en junio de 2023.

Como fue de público conocimiento, CAMMESA no realizó pagos por casi 5 meses durante el año 2024, lo que generó un impacto financiero significativo en toda la industria. El retraso (4-6 meses) por la Secretaría de Energía en el marco de la Resolución 58/2024 generó una necesidad extraordinaria de capital de trabajo para las Co-Emisoras. La Resolución 58/2024 estableció la cancelación con bonos AE2038 para las transacciones de diciembre de 2023 y enero de 2024 más efectivo para febrero de 2024. No se reconocieron intereses por el retraso en el pago de estas tres transacciones.

La mora y la consecuente necesidad de capital de trabajo, el no reconocimiento de intereses por el pago tardío y la quita de un 50% en dos de las cuatro transacciones adeudadas fueron factores determinantes en la liquidez de la Compañía. Luego de aprobarse dicha normativa, con el transcurso de los meses, el proceso de pago se normalizó y actualmente la recaudación promedio se encuentra por debajo de los 50 días, ligeramente por encima de lo estipulado contractualmente.

A continuación, se expone un gráfico con el ciclo de pago de CAMMESA en términos de la cantidad de días que CAMMESA tardó en cancelar los saldos cada mes desde abril de 2023 hasta julio de 2024.



4. Análisis de Riesgos de Mercado

Estamos expuestos a riesgos de mercado principalmente en materia de tasa de interés, fluctuaciones en el tipo de cambio y precios de los commodities, lo cual podría tener un impacto negativo en el valor de nuestros activos y pasivos financieros o en nuestros ingresos. Ver la nota 5 a los estados financieros de las Compañías al 31 de diciembre de 2025 auditados. A la fecha de la presente Adenda, no tenemos instrumentos financieros derivados.

Riesgo por fluctuaciones en el tipo de cambio

Al 31 de diciembre de 2025, por GEMSA, teníamos una deuda financiera denominada en Dólares Estadounidenses de \$1.991.531.050 miles (US\$ 1.368.751 miles). Una depreciación del 1% del Peso respecto del Dólar Estadounidense, luego del impacto de dicha fluctuación en nuestros activos y pasivos financieros expresados en moneda extranjera, resultaría en una pérdida de aproximadamente \$19.915 miles.

Al 31 de diciembre de 2025, por CTR, teníamos una deuda financiera denominada en Dólares Estadounidenses de \$96.191.449 miles (US\$ 66.111 miles). Una depreciación del 1% del Peso respecto del Dólar Estadounidense, luego del impacto de dicha fluctuación en nuestros activos y pasivos financieros expresados en moneda extranjera, resultaría en una pérdida de aproximadamente \$961.914 miles.

Riesgo por cambios en la tasa de interés

Al 31 de diciembre de 2025, por GEMSA, teníamos una deuda financiera de USD 6.725 miles (equivalente a \$9.785.676 miles) sujeta a tasa de interés variable. Un incremento de 100 puntos básicos en la tasa de interés aplicable a dicho endeudamiento hubiese incrementado los servicios de deuda pagaderos en los últimos 12 meses en aproximadamente \$97.856 miles.

Riesgo por cambios en el precio de los commodities

Los resultados de nuestros negocios vinculados a la generación de energía conforman prácticamente la totalidad de todo nuestro EBITDA Ajustado. En virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus, tenemos la obligación de obtener nuestro combustible, principalmente gas natural. Si bien, el precio del contrato con el cliente privado figura preestablecida por la duración del mismo, las posibles fluctuaciones del precio del combustible se ven contempladas cuando CAMMESA remunera el combustible cedido al sistema que consumen esos contratos. A

[Handwritten signature]

diferencia de la Resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016, en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus, no trasladamos el costo del combustible a CAMMESA.

II. ANTECEDENTES FINANCIEROS DE CTR

El siguiente apartado se encuentra basado en los Estados Financieros de CTR y deberá leerse en forma conjunta con ellos. El siguiente apartado contiene declaraciones hacia el futuro que reflejan nuestros planes, estimaciones y consideraciones. Nuestros resultados reales podrían diferir significativamente de los tratados en las declaraciones hacia el futuro. Los factores que podrían causar o contribuir a estas diferencias incluyen los que se discuten a continuación y en otros apartados, particularmente en el apartado denominado “Factores de Riesgo” del Suplemento.

a) ESTADOS FINANCIEROS

Bases de preparación y presentación de los estados financieros

Los estados financieros de CTR, están expresados en Pesos, y son confeccionados conforme a las normas financieras de exposición y valuación contenidas en las RT N°26 y N°29 y sus modificaciones de la FACPCE que adoptan de las NIIF, incluyendo la NIC 34 “Información financiera intermedia” emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del CINIIF, y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV.

Estimaciones financieras

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que la gerencia de una sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. La gerencia de CTR realiza estimaciones para poder calcular a un momento dado, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias, las provisiones para contingencias, y el reconocimiento de ingresos. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los correspondientes estados financieros.

Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros finalizados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 de CTR fueron preparados en dólares estadounidenses que es la moneda funcional de CTR, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que operan las entidades y se presenta en pesos, moneda de curso legal en Argentina, conforme los requerimientos de CNV.

CTR ha cambiado su moneda funcional de Pesos a dólares estadounidenses a partir del 1 de abril de 2021 como consecuencia del cambio en los sucesos y condiciones relevantes para sus operaciones comerciales. Ver nota “Nota 3: Bases de presentación” a los estados financieros al 31 de diciembre de 2025.

Información comparativa

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 surge de los estados financieros al 31 de diciembre de 2025 (auditados) de CTR con fecha 9 de marzo de 2026, los cuales se encuentran publicados en la AIF bajo el ID 3494739.

Empresa en funcionamiento

Los estados financieros anuales auditados al 31 de diciembre de 2025 han sido preparados utilizando el principio de empresa en funcionamiento. Sin perjuicio de esto, en opinión de la Dirección de CTR, las condiciones detalladas en Notas 1, 16, 30 y 38 de los estados financieros anuales auditados generan un contexto de incertidumbre que puede generar duda sustancial respecto de la capacidad de CTR para continuar como una empresa en marcha, si no se adecuan los vencimientos de las deudas financieras al flujo operativo generado por CTR.

Situación fiscal incierta por la actualización de quebrantos

Ver en sección “Situación Fiscal por la actualización de quebrantos” de GEMSA.

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados de operaciones de CTR correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2025.

	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Ingresos por ventas	29.483.623	45.085.988
Costo de ventas	(15.577.424)	(26.270.574)
Resultado bruto	13.906.199	18.815.414
Gastos de comercialización	(341.872)	(510.440)
Gastos de administración	(5.394.423)	(7.016.784)
Otros ingresos y egresos operativos	70.984	-
Deterioro de activos financieros	(1.818.470)	-
Resultado operativo	6.422.418	11.288.190
Ingresos financieros	6.346.626	6.950.939
Gastos financieros	(17.545.982)	(12.806.992)
Otros resultados financieros	(4.193.800)	(7.247.935)
Resultados financieros	(15.393.156)	(13.103.988)
Resultado antes de impuestos	(8.970.738)	(1.815.798)
Impuesto a las ganancias	(1.599.720)	3.772.141
(Pérdida) Ganancia del ejercicio	(10.570.458)	1.956.343
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultado</i>		
Plan de beneficios	(34.981)	35.121
Revalúo de propiedades, planta y equipo	44.567.048	-
Efecto en el impuesto a las ganancias	(15.586.223)	(12.292)
Diferencias de conversión	9.927.276	27.374.955
Otros resultados integrales del ejercicio	38.873.120	27.397.784
Total de resultados integrales del ejercicio	28.302.662	29.354.127

Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta el estado de situación patrimonial de CTR al 31 de diciembre de 2024 y 2025

	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Activo		
Activo no corriente		
Propiedades, plantas y equipos	170.565.957	219.959.674
Otros créditos	3.821.332	20.438.301
Total activo no corriente	174.387.289	240.397.975
Activo corriente		
Inventarios	1.044.424	1.943.729
Otros créditos	20.357.285	6.818.660
Créditos por ventas	6.800.412	9.283.034
Efectivo y equivalentes de efectivo	99.987	24.038
Total de activo corriente	28.302.108	18.069.461
Total de activo	202.689.397	258.467.436
Patrimonio		
Capital social	73.070	73.070
Ajuste de capital	634.761	634.761
Reserva legal	1.022.632	1.431.172
Reserva facultativa	23.209.319	32.470.465
Reserva especial RG 777/18	7.976.738	9.960.580
Reserva por revalúo técnico	38.447.692	46.928.940
Otros resultados integrales	(63.608)	(56.364)
Resultados no asignados	(16.004.924)	(10.350.898)
Reserva por conversión	7.972.879	11.530.960
Total del patrimonio neto	63.268.559	92.622.686
Pasivo		
Pasivo no corriente		
Pasivo neto por impuesto diferido	44.824.451	52.231.140
Otras deudas	3.790.269	-
Plan de beneficios definidos	214.086	301.838
Préstamos	58.898.095	-
Total del pasivo no corriente	107.726.901	52.532.978
Pasivo corriente		
Otras deudas	11.731.838	1.413.491
Deudas fiscales	286.904	2.364.826
Remuneraciones y deudas sociales	243.929	397.921
Plan de beneficios definidos	1.930	2.750
Saldo a pagar del impuesto a las ganancias, neto	1.435.155	6.128.564
Préstamos	15.821.402	102.075.297
Deudas comerciales	2.172.779	928.923
Total del pasivo corriente	31.693.937	113.311.772
Total del pasivo	139.420.838	165.844.750
Total del pasivo y patrimonio	202.689.397	258.467.436

Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta el estado de cambios en el patrimonio de CTR al 31 de diciembre de 2024 y 2025.

	Al 31 de diciembre de	
	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Capital social	73.070	73.070
Ajuste de capital	634.761	634.761
Reserva legal	1.022.632	1.431.172
Reserva facultativa	23.209.319	32.470.465
Reserva especial RG 777/18	7.976.738	9.960.580
Reserva por revalúo técnico	38.447.692	46.928.940
Otros resultados integrales	(63.608)	(56.364)
Resultados no asignados	(16.004.924)	(10.350.898)
Reserva por conversión	7.972.879	11.530.960
Total del patrimonio neto	63.268.559	92.622.686

Estado de Flujo de Efectivo

La siguiente tabla presenta el estado de flujo de efectivo de CTR al 31 de diciembre de 2024 y 2025.

	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	1.226.911	99.987
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	12.730.449	22.631.257
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de inversión	3.729.994	(10.338.888)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento	(17.823.223)	(12.492.514)
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	230.070	(5.409)
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	5.786	129.473
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	99.987	23.906

Otra información contable (expresada en miles de Pesos)

En la siguiente tabla se concilia nuestro EBITDA Ajustado con nuestros resultados operativos en virtud de las NIIF, para los ejercicios indicados:

	Al 31 de diciembre de	
	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Resultado operativo	6.422.418	11.288.190
Depreciaciones	10.409.253	18.963.157
EBITDA Ajustado (No auditado)	16.831.671	30.251.347

b) INDICADORES FINANCIEROS

La siguiente tabla muestra información complementaria seleccionada consolidada no ajustada a las NIIF de CTR para los ejercicios indicados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	2025
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,89	0,16
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	0,45	0,56
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,86	0,93
Rentabilidad (Resultado del ejercicio anualizado / Patrimonio promedio)	(0,22)	0,03

c) CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO

El siguiente cuadro establece el efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización de CTR para los ejercicios indicados.

	Al 31 de diciembre de	
	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Efectivo y equivalentes de efectivo	99.987	24.038
Deudas financieras corrientes		
Sin Garantía	15.339.949	46.142.256
Con Garantía	481.453	55.933.041
Total deudas financieras corrientes	15.821.402	102.075.297
Deudas financieras no corrientes		
Sin Garantía	23.542.236	-
Con Garantía	35.355.859	-
Total deudas financieras no corrientes	58.898.095	-
Endeudamiento total	74.719.497	102.075.297
Patrimonio	63.268.559	92.622.686
Capitalización y Endeudamiento	137.988.056	194.697.983

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos a las fechas que abajo se indican:

Al 31 de diciembre de			
Deudas financieras	Moneda de denominación	2024	2025
		(en miles de pesos)	
Arrendamiento financiero	ARS	30.774	7.617
Obligaciones negociables	ARS y USD	19.446.575	28.549.372
Bono internacional	USD	46.494.756	73.124.243
Otros préstamos bancarios	ARS y USD	6.691.392	393.933
Pagaré bursátil	ARS	2.056.000	-
Descubiertos bancarios	ARS	-	132
Total deuda		74.719.497	102.075.297

Saldo de Deuda y Cronograma de Vencimientos

De conformidad con el Criterio Interpretativo N°94 de la CNV, a continuación, se desglosa el endeudamiento financiero total de CTR clasificando las deudas según su tipo al 31 de diciembre de 2024, al 31 de diciembre de 2025 y a la fecha de la presente Adenda ambos en valores históricos:

	31 de diciembre de 2024 (miles de pesos)	31 de diciembre de 2025 (miles de pesos)	A la fecha del presente Prospecto (miles de pesos)
Pagarés electrónicos	2.056.000	-	-
Deudas financieras bancarias	6.722.166	401.682	322.971
Obligaciones Negociales	65.941.331	101.673.615	102.165.836
Total deuda financiera	74.719.497	102.075.297	102.488.807

El siguiente cuadro indica la variación porcentual del endeudamiento financiero total desde el último estado financiero anual publicado, expresado en relación con los siguientes rubros:

Rubro	31 de diciembre de 2025 (miles de pesos)	Relación porcentual del endeudamiento total sobre el rubro
Activo total	258.467.436	39%
Pasivo total	165.844.750	62%
Patrimonio neto	92.622.686	110%
Resultado del último estado financiero anual	1.956.343	5218%

Rubro	31 de diciembre de 2024 (miles de pesos)	Relación porcentual del endeudamiento total sobre el rubro
Activo total	202.689.397	37%
Pasivo total	139.420.838	54%
Patrimonio neto	63.268.559	118%
Resultado del último estado financiero anual	(10.570.458)	(707%)

Conforme a lo informado a lo largo de la presente Adenda, las Co-Emisoras se encuentran afrontando la Reestructuración (de la que la presente actualización de Prospecto forma parte), encontrándose en una situación de no pago de diversos compromisos y endeudamientos financieros (incluyendo Obligaciones Negociables bajo el Programa) en la búsqueda de lograr un reordenamiento financiero. Para más información véase “*Avisos Importantes —(1) La Reestructuración*” de la presente.

La información a la fecha de la presente Adenda indicada anteriormente se basa en el conocimiento actual de los hechos y circunstancias vigentes, en informes internos y en determinadas suposiciones sobre eventos futuros. Esta información no ha sido objeto de auditoría. Dicha información es de carácter ilustrativo y no constituye una representación definitiva de la situación financiera ni una base exclusiva para la toma de decisiones financieras, de inversión o de cualquier otra naturaleza. A pesar de los esfuerzos realizados para garantizar la precisión y coherencia

de la información, es posible que existan errores u omisiones debido a las limitaciones inherentes al uso de suposiciones y estimaciones o a la falta de información completa disponible en el momento de la elaboración de la presente.

d) CAPITAL SOCIAL

A la fecha de la presente Adenda, el capital social de CTR es de \$73.070.470, representado por \$73.070.470 acciones clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción, las cuales se encuentran totalmente integradas. Las acciones de CTR no se encuentran autorizadas a la oferta pública.

e) CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

Ver en sección “CAMBIOS SIGNIFICATIVOS” de GEMSA.

f) RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

1. Resultados Operativos

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$45.085.988 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con los \$29.483.623 miles del ejercicio 2024, lo que equivale a un aumento de \$15.602.365 o 53%.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, el despacho de energía fue de 1.262 GWh, lo que representa un aumento de 370 GWh comparado con los 892 GWh del ejercicio 2024.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	GWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	286	413	127	44%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	606	849	243	40%
	892	1.262	370	41%

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con el ejercicio 2024:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de Energía Res. 220	19.854.887	29.358.577	9.503.690	48%
Venta de energía Plus	-	281.907	281.907	100%
Venta de Energía Res. 95 mod. más spot	9.628.736	15.445.504	5.816.768	60%
	29.483.623	45.085.988	15.602.365	53%

- (i) \$29.358.577miles por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Resolución 220/07, lo que representó un aumento del 48% respecto de los \$19.854.887 miles del ejercicio 2024. Dicha variación se explica, principalmente, por la variación en el tipo de cambio y mayor despacho.

- (ii) \$15.445.504 miles por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Resolución 95 mod. más spot, lo que representó un aumento de \$ 5.816.768 miles respecto de los \$9.628.736 miles del ejercicio 2024. Esto se debe, principalmente, al aumento de tarifa para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, respecto el ejercicio 2024.

Costos de ventas:

Los costos de venta totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de \$26.270.574 miles comparado con \$15.577.424 miles del ejercicio 2024, lo que equivale a un aumento de \$10.693.150 miles o 69%.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(715.578)	(1.230.422)	(514.844)	72%
Consumo de gas y gas oil de planta	-	(211.956)	(211.956)	100%
Sueldos y cargas sociales y otros beneficios al personal	(1.891.052)	(2.656.816)	(765.764)	40%
Plan de beneficios definidos	(25.733)	(24.229)	1.504	(6%)
Servicios de mantenimiento	(1.107.315)	(1.343.179)	(235.864)	21%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(10.409.253)	(18.963.157)	(8.553.904)	82%
Vigilancia y portería	(174.346)	(202.117)	(27.771)	16%
Seguros	(824.369)	(1.157.814)	(333.445)	40%
Impuestos, tasas y contribuciones	(185.787)	(150.363)	35.424	(19%)
Otros	(243.991)	(330.521)	(86.530)	35%
Costo de ventas	(15.577.424)	(26.270.574)	(10.693.150)	69%

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con el ejercicio 2024:

- (i) \$18.963.157 miles por depreciación de bienes de uso, lo que representó un aumento del 82% respecto de los \$10.409.253 miles del ejercicio 2024. Esta variación se origina, principalmente, por la diferencia de conversión y al impacto en la depreciación de los revalúos realizados al 31 de diciembre de 2024 sobre las instalaciones y maquinarias de CTR, estos puntos no implican una salida de caja.
- (ii) \$2.656.816 miles por sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó un aumento del 40% respecto de los \$1.891.052 miles para el ejercicio 2024. Dicha variación se explica por los incrementos salariales.

Resultado bruto:

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendió a \$18.815.414 miles comparado con \$13.906.199 miles del ejercicio 2024, lo que equivale a un aumento de \$4.909.215 miles o 35%.

Gastos de comercialización:

Los gastos de comercialización totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendieron a \$510.440 miles comparado con \$341.872 miles del ejercicio 2024, lo que equivale a un incremento de \$168.568 miles o 49%.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Impuestos, tasas y contribuciones	(341.872)	(510.440)	(168.568)	49%
Gastos de comercialización	(341.872)	(510.440)	(168.568)	49%

El principal componente de los gastos de comercialización de la Sociedad es el siguiente:

- (i) \$510.440 miles por impuesto, tasas y contribuciones, lo que representó un incremento del 49% respecto de los \$341.872 miles del ejercicio 2024.

Gastos de administración:

Los gastos de administración totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendieron a \$7.016.784 miles lo que representó un aumento del 30%, comparado con \$5.394.423 miles del ejercicio 2024.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Acuerdos laborales	-	(263.794)	(263.794)	100%
Honorarios y retribuciones por servicios	(5.165.953)	(6.606.050)	(1.440.097)	28%
Honorarios Directores	(132.648)	-	132.648	(100%)
Impuestos, tasas y contribuciones	(9.425)	(13.065)	(3.640)	39%
Alquileres	(79.281)	(116.701)	(37.420)	47%
Viajes, movilidad y gastos de representación	(1.330)	(13.174)	(11.844)	891%
Seguros	(50)	(116)	(66)	132%
Gastos de oficina	(2.684)	(3.159)	(475)	18%
Donaciones	(1.700)	-	1.700	(100%)
Diversos	(1.352)	(725)	627	(46%)
Gastos de administración	(5.394.423)	(7.016.784)	(1.622.361)	30%

El principal componente de los gastos de administración de la Sociedad es el siguiente:

- (i) \$6.606.050 miles en honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 28% comparado con los \$5.165.953 miles correspondientes al ejercicio 2024. Dicha variación se debe a los aumentos de la facturación de servicios administrativos realizados por RGA hasta abril y con GMSA a partir de mayo debido a la finalización del contrato de servicios administrativos mantenidos con RGA.
- (ii) \$ 263.794 miles por acuerdos laborales, dado por los acuerdos de desvinculación laboral realizados en el ejercicio por la Sociedad.

Otros ingresos y egresos operativos:

Los otros ingresos operativos totales disminuyeron un 100% con respecto al resultado positivo de \$72.960 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Dichos ingresos correspondían a la venta de un bien de uso.

Deterioro de activos financieros:

El resultado por deterioro de activos financieros disminuyó un 100% con respecto al resultado negativo de \$1.818.470 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2024, que reconocía un deterioro de créditos por ventas CAMMESA como consecuencia de la Resolución 58/2024.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendió a una ganancia de \$ 11.288.190 miles comparado con \$6.422.418 miles del ejercicio 2024, lo que equivale a un aumento de \$ 4.865.772 miles o un 76%.

Resultados financieros y por tenencia, netos:

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 totalizaron una pérdida de \$13.103.988 miles, comparado con una pérdida de \$15.393.156 miles del ejercicio 2024, representando una disminución de la pérdida del 15%. La variación se debe principalmente al efecto de la variación en el tipo de cambio y a la variación de intereses por préstamos.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2024	2025	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales netos	(3.786.913)	(1.760.173)	2.026.740	(54%)
Intereses por préstamos	(7.053.224)	(4.018.409)	3.034.815	(43%)
Gastos y comisiones bancarias	(359.219)	(77.471)	281.748	(78%)
Diferencia de cambio neta	(1.442.112)	(4.329.365)	(2.887.253)	200%
Diferencia de cotización UVA	(3.049.939)	(1.300.943)	1.748.996	(57%)
Otros resultados financieros	298.251	(1.617.627)	(1.915.878)	(642%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(15.393.156)	(13.103.988)	2.289.168	(15%)

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$4.018.409 miles de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó una disminución del 43% respecto de los \$7.053.224 miles de pérdida del ejercicio 2024.
- (ii) \$4.329.365 miles de pérdida por diferencia de cambio neta, lo que representó un incremento del 200% respecto de los \$1.442.112 miles de pérdida del ejercicio 2024.
- (iii) \$1.303.943 miles de pérdida por diferencia de cotización UVA, lo que representó una variación de 57% respecto de los \$3.049.939 miles de pérdida del ejercicio 2024, dado una disminución de las obligaciones negociables emitidas por el Grupo, denominadas en UVA.

Resultado neto:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de \$1.815.798 miles comparada con los \$8.970.738 miles de pérdida del ejercicio 2024, lo que representa una disminución del 80%.

El resultado positivo de impuesto a las ganancias fue de \$3.772.141 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con los \$1.599.720 miles negativo del ejercicio 2024. Obteniendo así una ganancia después de impuesto a las ganancias de \$1.956.343 miles comparado con los \$10.570.458 miles de pérdida del ejercicio 2024.

Resultados integrales del ejercicio:

La ganancia por los otros resultados integrales del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de \$27.397.784 miles representando una disminución del 30% respecto a los \$38.873.120 miles ejercicio de 2024.

El resultado integral total del ejercicio es una ganancia de \$29.354.127 miles representando un aumento de 4% respecto de la ganancia integral del ejercicio de 2024, de \$28.302.662 miles.

2. Liquidez y Recursos de Capital

Fuentes de Liquidez

Las principales fuentes de liquidez potenciales de CTR son:

- fondos generados por las operaciones de los activos de generación;
- fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación; y
- financiaci3nes que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por CTR.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de CTR (excepto en relaci3n con actividades de inversi3n) son los siguientes:

- pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros;
- sueldos de los empleados;
- impuestos; y
- servicios y otros gastos generales.

Flujo de Efectivo

El siguiente cuadro refleja la posici3n de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversi3n y financiaci3n en miles de Pesos:

	2024	2025
	(en miles de pesos)	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	1.226.911	99.987
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	12.730.449	22.631.257
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de inversi3n	3.729.994	(10.338.888)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento	(17.823.223)	(12.492.514)
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	230.070	(5.409)
Diferencia de conversi3n y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	5.786	129.473
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	99.987	23.906

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, se generaron fondos netos por \$22.631.257 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$30.198.105 miles, absorbido principalmente por una disminuci3n en deudas comerciales y fiscales de \$3.124.091 miles.

Flujos de efectivo aplicados a actividades de inversi3n

Los fondos netos aplicados a actividades de inversi3n durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de \$10.338.888 miles, principalmente por préstamos otorgados.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de \$12.492.514 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de

\$12.559.079 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$25.009.181 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, se generaron fondos netos por \$12.730.449 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$18.376.346 miles, absorbido principalmente por un aumento en créditos por ventas y otros créditos de \$9.593.772 miles, compensado por un aumento en otras deudas y deudas comerciales de \$5.380.719 miles.

Flujos de efectivo generados por actividades de inversión

Los fondos netos generados por actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron de \$3.729.994 miles, principalmente por adquisición de títulos públicos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron de \$17.823.223 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$37.368.715 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$55.149.047 miles.

Capital de trabajo

CTR presenta al 31 de diciembre de 2025 un capital de trabajo negativo de \$95.242.311 miles (calculado como activo corriente menos pasivo corriente). Al 31 de diciembre de 2024 el capital de trabajo negativo fue de \$3.391.829 miles. El capital de trabajo negativo se incrementó sustancialmente por exponer todas las deudas financieras como corriente por su incumplimiento. Para más información véase: “Avisos (I) —La Reestructuración” de la presente Adenda.

Endeudamiento

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

Deudas financieras	Moneda de denominación	Al 31 de diciembre de	
		2024	2025
		(en miles de pesos)	
Arrendamiento financiero	AR\$	30.774	7.617
Obligaciones negociables	AR\$ y USD	19.446.575	28.549.372
Bono internacional	USD	46.494.756	73.124.243
Otros préstamos bancarios	AR\$ y USD	6.691.392	393.933
Pagaré bursátil	AR\$	2.056.000	-
Descubiertos bancarios	AR\$	-	132
Total deuda		74.719.497	102.075.297

Títulos de Deuda

Véase “Antecedentes Financieros de GEMSA— Liquidez y Recursos de Capital — Títulos de Deuda” del presente.

3. Información sobre Tendencias

Véase “*Antecedentes Financieros de GEMSA —Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera— Información Sobre Tendencias*” del presente.



Juan G. Daly

Autorizado



