SUPLEMENTO DE PROSPECTO

OFERTA DE CANJE DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES
Y SOLICITUD DE CONSENTIMIENTO

Generación Mediterránea S.A. y Central Térmica Roca S.A.
Co-Emisoras

OBLIGACIONES NEGOCIABLES CLASE XLVIII DENOMINADAS Y PAGADERAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES EN EL PAÍS, A UNA TASA DE INTERÉS FIJA ESCALONADA, CON VENCIMIENTO EN 2034, A SER INTEGRADAS EN ESPECIE MEDIANTE LA ENTREGA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES ELEGIBLES PARA LA CLASE XLVIII	**OBLIGACIONES NEGOCIABLES CLASE XLIX DENOMINADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES Y PAGADERAS EN PESOS AL TIPO DE CAMBIO APLICABLE, A UNA TASA DE INTERÉS FIJA ESCALONADA, CON VENCIMIENTO EN 2034, A SER INTEGRADAS EN ESPECIE MEDIANTE LA ENTREGA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES ELEGIBLES PARA LA CLASE XLIX**	**OBLIGACIONES NEGOCIABLES CLASE L DENOMINADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES Y PAGADERAS EN PESOS AL TIPO DE CAMBIO APLICABLE, A UNA TASA DE INTERÉS FIJA ESCALONADA, CON VENCIMIENTO EN 2036, A SER INTEGRADAS EN ESPECIE MEDIANTE LA ENTREGA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES ELEGIBLES**

A SER CO-EMITIDAS 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)

DIRIGIDA A LOS TENEDORES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ELEGIBLES

LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ESTARÁN GARANTIZADAS POR UNA CESIÓN FIDUCIARIA EN GARANTÍA Y UNA PRENDA CON REGISTRO EN PRIMER GRADO DE PRIVILEGIO

Este suplemento de prospecto (el "Suplemento") corresponde a la oferta de: (i) las obligaciones negociables clase XLVIII denominadas y pagaderas en Dólares Estadounidenses en el país, a ser integradas en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Elegibles para la Clase XLVIII (conforme se define más adelante) según la Relación de Canje de la Clase XLVIII (conforme se define más adelante), a una tasa de interés fija escalonada, con vencimiento en 2034 (las "Obligaciones Negociables Clase XLVIII"); (ii) las obligaciones negociables clase XLIX denominadas en Dólares Estadounidenses, a ser integradas en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Elegibles para la Clase XLIX (conforme se define más adelante) según las Relaciones de Canje de la Clase XLIX (conforme se define más adelante), pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme se define más adelante), a una tasa de interés fija escalonada, con vencimiento en 2034 (las "Obligaciones Negociables Clase XLIX", y junto con las Obligaciones Negociables XLVIII, las "Obligaciones Negociables Principales"); y (iii) las obligaciones negociables clase L denominadas en Dólares Estadounidenses, a ser integradas en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Elegibles (conforme se define más adelante) según la Relación de Canje (conforme se define más adelante), pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme se define más adelante), a una tasa de interés fija escalonada, con vencimiento en 2036 (las "Obligaciones Negociables Clase L", y, junto con las Obligaciones Negociables Principales, las "Obligaciones Negociables"); a ser co-emitidas por Generación Mediterránea S.A. ("GEMSA") y Central Térmica Roca S.A. ("CTR" y, junto con GEMSA, indistintamente, las "Sociedades", las "Co-Emisoras" o las "Compañías") bajo el programa global de emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta US$1.300.000.000 (Dólares Estadounidenses mil trescientos millones) (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) (el "Programa"). Las Obligaciones Negociables estarán garantizadas por el Colateral de Timbúes (conforme se define más adelante). Las Co-Emisoras serán solidariamente responsables por todas las obligaciones que surjan de las Obligaciones Negociables.

A continuación, se detallan las Obligaciones Negociables Elegibles (conforme se encuentra definido más adelante) y la relación de canje aplicable en cada caso (la "Relación de Canje"), para cada clase de Obligaciones Negociables. Se aclara que cada clase de Obligación Negociable Elegible dará derecho a la Relación de Canje correspondiente respecto de una sola de las clases de Obligaciones Negociables Principales, y, adicionalmente, dará derecho a la Relación de Canje correspondiente a las Obligaciones Negociables Clase L conforme se detalla a continuación. Asimismo, la Relación de Canje detallada a continuación es (i) para las Obligaciones Negociables Principales, por el capital de las Obligaciones Negociables Elegibles más los Intereses Compensatorios Devengados (conforme se define y regula en "*Resumen de la Oferta y Solicitud de Consentimiento – Intereses Compensatorios Devengados*") (en conjunto, el "Valor de Deuda"), y (ii) para las Obligaciones Negociables Clase L, por el capital de las Obligaciones Negociables Elegibles. Para mayor información véase "*Resumen de la Oferta y Solicitud de Consentimiento*". El monto de Intereses Compensatorios Devengados efectivamente devengados a la Fecha de Emisión y Liquidación que conformará el Valor de Deuda de cada Clase de Obligaciones Negociables Elegibles, y que será considerado para determinar la Relación de Canje, será informado en el Aviso de Resultados.

Juan G. Daly
Autorizado

Obligaciones Negociables Clase XLVIII, a ser integradas en especie con las siguientes Obligaciones Negociables Elegibles	
Clase de ONs Elegibles	**Relación de Canje**
Co-em Clase XL CVSA: 58220 A3/BYMA: MR40O	Por cada US$1 de Valor de Deuda de la clase de referencia, se entregan US$1 de capital de Obligaciones Negociables Clase XLVIII
AESA Clase XIX CVSA: 58224 A3/BYMA: LECKO	Por cada US$1 de Valor de Deuda de la clase de referencia, se entregan US$1 de Valor Nominal de Obligaciones Negociables Clase XLVIII

Obligaciones Negociables Clase XLIX, a ser integradas en especie con las siguientes Obligaciones Negociables Elegibles	
Clase de ONs Elegibles	**Relación de Canje**
Co-em Clase XLI CVSA: 58223 A3/BYMA: MR41O	Por cada US$1 de Valor de Deuda de la clase de referencia, se entregan US$1 de capital de Obligaciones Negociables Clase XLIX
AESA Clase XX CVSA: LECLO A3/BYMA: 58225	Por cada US$1 de Valor de Deuda de la clase de referencia, se entregan US$1 de Valor Nominal de Obligaciones Negociables Clase XLIX

Obligaciones Negociables Clase L, a ser integradas en especie con las siguientes Obligaciones Negociables Elegibles	
Clase de ONs Elegibles	**Relación de Canje**
Co-em Clase XL CVSA: 58220 A3/BYMA: MR40O	Por cada US$1 de capital de la clase de referencia, se entregan US$0,1566 de capital de Obligaciones Negociables Clase L
Co-em Clase XLI CVSA: 58223 A3/BYMA: MR41O	Por cada US$1 de capital de la clase de referencia, se entregan US$0,1566 de capital de Obligaciones Negociables Clase L
AESA Clase XIX CVSA: 58224 A3/BYMA: LECKO	Por cada US$1 de capital de la clase de referencia, se entregan US$0,1566 de capital de Obligaciones Negociables Clase L
AESA Clase XX CVSA: LECLO A3/BYMA: 58225	Por cada US$1 de capital de la clase de referencia, se entregan US$0,1566 de capital de Obligaciones Negociables Clase L

Asimismo, estamos solicitando consentimientos (el "Consentimiento" o los "Consentimientos", indistintamente) de los Tenedores Elegibles (conforme se define más adelante) (la "Solicitud de Consentimiento") para realizar ciertas modificaciones a los términos y condiciones de las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles de conformidad con lo dispuesto en la sección "*Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento*" del presente Suplemento (las "Modificaciones Propuestas").

La oferta de las Obligaciones Negociables se denomina en adelante la "Oferta de Canje", y en forma conjunta con la Solicitud de Consentimiento, la "Oferta" o la "Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento", indistintamente. A los Tenedores Elegibles que acepten válidamente la Oferta de acuerdo a los procedimientos descriptos en este Suplemento, se los denomina en adelante "Tenedores Aceptantes" y/o "Tenedores Participantes", indistintamente.

Asimismo, los Tenedores Aceptantes también tendrán derecho a recibir como contraprestación de canje la Contraprestación en Efectivo, que constará de una cantidad en efectivo igual a US$0,005 por cada US$1 de capital de Obligaciones Negociables Elegibles a ser abonada en o alrededor de la Fecha de Emisión y Liquidación, sujeto a haber alcanzado todas las Mayorías Requeridas (condición que no podrá ser dispensada por las Co-Emisoras).

La suscripción por parte de un Tenedor Elegible de las Obligaciones Negociables implicará el Consentimiento en forma simultánea y expresa de dicho Tenedor Elegible para la realización de las Modificaciones Propuestas respecto de las Obligaciones Negociables Elegibles que fueran válidamente entregadas para la suscripción. El otorgamiento del Consentimiento implica consentir la totalidad de las respectivas Modificaciones Propuestas e implica aprobar cada una de ellas. El Consentimiento no podrá otorgarse en forma limitada, condicionada, separada o parcial. La suscripción por parte de un Tenedor Elegible y el otorgamiento de su Consentimiento será válido y vinculante desde la presentación de la Instrucción de Canje y Consentimiento a su Depositante, e irrevocable, conforme los términos y condiciones del presente Suplemento.

A fin de otorgar válidamente y en tiempo y forma el Consentimiento, los Tenedores Elegibles deberán cumplir con los procedimientos previstos para el otorgamiento del Consentimiento descripto en la sección "*Plan de Distribución*" del presente Suplemento.

Con fecha 2 de junio de 2026 finalizará el período para participar de la oferta de canje y solicitud de consentimiento lanzada por las Co-Emisoras con fecha 4 de mayo de 2026 bajo el suplemento de oferta de canje y solicitud de consentimiento (el "Suplemento Internacional") y su versión en inglés, el Exchange Offering Memorandum and Consent Solicitation Statement ("Exchange Offering Memorandum") ambos de fecha 4 de mayo de 2026, en virtud de la cual, se ofrecen bajo el Programa las obligaciones negociables clase XLVI (las "ONs Clase XLVI") y las obligaciones Negociables Clase XLVII (las "ONs Clase XLVII", y junto con las ONs Clase XLVI, las "ONs Internacionales Garantizadas"), a ser suscriptas e integradas exclusivamente en canje de las obligaciones negociables existentes clase XXXIX con vencimiento en 2031 emitidas por las Co-Emisoras (las "ONs Clase XXXIX"). Las Obligaciones Negociables Clase XLVII, junto con las Obligaciones Negociables Clase L serán emitidas por un monto de capital inicial de hasta US$60.000.000, asignado a prorrata entre el monto de capital total de las Obligaciones Negociables Existentes y las ONs Locales 2031.

Las ON Elegibles (conforme se define más adelante) comparten términos y condiciones de emisión, incluyendo su plazo, tasa de interés y ciertos aspectos de la garantía conforme aquí se detalla con las ONs Clase XXXIX. Las Obligaciones Negociables también compartirán términos y condiciones de emisión, incluyendo plazo, tasa de interés y ciertos aspectos de la garantía, con las ONs Internacionales Garantizadas.

Las ONs Internacionales Garantizadas estarán garantizadas por el Colateral de Timbúes, por lo que compartirán el Colateral de Timbúes con las Obligaciones Negociables, de conformidad con lo dispuesto en el Acuerdo de Acreedores (conforme se define más adelante). Asimismo, las ONs Internacionales Garantizadas estarán garantizadas por ciertas garantías adicionales, que no serán compartidas con las Obligaciones Negociables.

La oferta pública primaria de las Obligaciones Negociables está dirigida exclusivamente a los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles (los "Tenedores Elegibles"). La integración en especie de las Obligaciones Negociables se realizará a la Relación de Canje. Dadas las características y la naturaleza de la Oferta de Canje, en la cual los destinatarios de dicha oferta son los Tenedores Elegibles y que las Co-Emisoras no recibirán ningún pago en efectivo por las Obligaciones Negociables, ni habrá competencia entre los inversores, ni tampoco se prevé proceso licitatorio alguno, el proceso de colocación primaria por oferta pública mediante los mecanismos de subasta o licitación pública o formación de libro llevados a cabo a través de sistemas informáticos presentados por los mercados autorizados previsto en el Artículo 1, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (conforme se define más adelante), no resulta aplicable a las Obligaciones Negociables. Asimismo, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 3 de la Sección I del Capítulo IV del Título VI de las Normas de CNV, en los supuestos de refinanciación de deudas empresarias se considerará cumplimentado el requisito de oferta pública en la Oferta de Canje en atención a que las Obligaciones Negociables Elegibles han sido originalmente colocadas por oferta pública.

Las Obligaciones Negociables serán colocadas y emitidas conforme con la Ley N°23.576 y sus modificatorias (incluyendo, las modificaciones introducidas por la Ley de Financiamiento Productivo (conforme se define más adelante) (la "Ley de Obligaciones Negociables"), el Capítulo IV, Título VI de las normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") conforme el texto ordenado según la Resolución General N°622/13 de la CNV (N.T. año 2013 y modificatorias) (las "Normas de la CNV") y demás normas vigentes y serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, no subordinadas y tendrán en todo momento igual prioridad de pago entre sí. Asimismo, resultarán aplicables la Ley N°19.550 General de Sociedades ("LGS"), la Ley N°26.831 de Mercado de Capitales ("Ley de Mercado de Capitales"), la Ley Nº27.440 de Financiamiento Productivo (la "Ley de Financiamiento Productivo") y sus normas modificatorias, complementarias y reglamentarias.

Las Obligaciones Negociables Clase XLVIII devengarán intereses a una tasa de interés fija escalonada, pagadera en forma semestral por período vencido en las respectivas Fechas de Pago de Intereses de la Clase XLVIII (conforme se define más adelante), o de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior. El capital de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII será amortizado en 17 cuotas consecutivas en las respectivas Fechas de Amortización de la Clase XLVIII (conforme se define más adelante), comenzando el 31 de diciembre de 2026 y siendo la última en la Fecha de Vencimiento de la Clase XLVIII (conforme se define más adelante), equivalentes a (i) 3,0% para las dos (2) primeras cuotas, (ii) 5,0% para la tercera cuota, (iii) 6,0% de la cuarta a la décimo tercera cuota (en ambos casos inclusive), (iv) 7,0% para la décimo cuarta y la décimo quinta cuota, y (v) 7,5% para las últimas dos (2) cuotas.

Las Obligaciones Negociables Clase XLIX devengarán intereses a una tasa de interés fija escalonada, pagadera en forma semestral por período vencido en las respectivas Fechas de Pago de Intereses de la Clase XLIX (conforme se define más adelante), o de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior. El capital de las Obligaciones Negociables Clase XLIX será amortizado en 17 cuotas consecutivas en las respectivas Fechas de Amortización de la Clase XLIX (conforme se define más adelante), comenzando el 31 de diciembre de 2026 y siendo la última en la Fecha de Vencimiento de la Clase XLIX (conforme se define más adelante), equivalentes a (i) 3,0% para las dos (2) primeras cuotas, (ii) 5,0% para la tercera cuota, (iii) 6,0% de la cuarta a la décimo tercera cuota (en ambos casos inclusive), (iv) 7,0% para la décimo cuarta y la décimo quinta cuota, y (v) 7,5% para las últimas dos (2) cuotas.

El monto máximo de emisión de las Obligaciones Negociables Clase L será de hasta US$4.567.185, monto que será emitido en caso que los Tenedores Elegibles de la totalidad del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables Elegibles participen válidamente de la Oferta, y las Co-Emisoras decidan consumar la Oferta y la emisión de las Obligaciones Negociables en los términos de este Suplemento. Las Obligaciones Negociables Clase L devengarán intereses a una tasa de interés fija escalonada, pagadera en forma semestral por período vencido en las respectivas Fechas de Pago de Intereses de la Clase L (conforme se define más adelante), o de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior. Desde (e incluyendo) la Fecha de Emisión y Liquidación hasta (pero excluyendo) la Fecha de Pago en Especie Final, los intereses de las Obligaciones Negociables Clase L serán pagaderos exclusivamente en especie, y podrá ser a opción de las Co-Emisoras (i) en la forma de Obligaciones Negociables Clase L Adicionales, o (ii) mediante el aumento del valor nominal residual correspondiente a cada Obligación Negociables Clase L en circulación (cada uno, un "Pago en Especie"), excepto en el caso de recompra o rescate de las Obligaciones Negociables Clase L si fuese elegido por las Co-Emisoras a su sola discreción, en cuyo caso los intereses serán pagaderos en efectivo. El capital de las Obligaciones Negociables Clase L será amortizado en 3 cuotas consecutivas en las respectivas Fechas de Amortización de la Clase L (conforme se define más adelante), comenzando el 30 de junio de 2035 y siendo la última en la Fecha de Vencimiento de la Clase L (conforme se define más adelante), equivalentes a (i) 22,5% para las dos (2) primeras cuotas, y (ii) 50,0% para la última cuota.

El Programa y las Obligaciones Negociables no cuentan con calificación de riesgo.

Este Suplemento debe leerse conjuntamente con el prospecto del Programa de fecha 27 de noviembre de 2025 y con su adenda de fecha 20 de febrero de 2026 (el "Prospecto"), publicados en los sistemas informativos de Bolsas y Mercados Argentinos S.A. ("BYMA") y de A3 Mercados S.A. ("A3"), el cual se encuentra a disposición del público inversor, de lunes a viernes de 10 a 15 hs., en las oficinas de las Sociedades y en las oficinas de los Agentes de Adhesión (conforme se definen más adelante) detalladas en la última página de este Suplemento, así como en la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) (la "AIF") y en la página web de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar).

Las Co-Emisoras solicitarán la autorización correspondiente para que las Obligaciones Negociables sean listadas en BYMA y se negocien en A3. No se solicitará autorización para el listado y/o la negociación en bolsas o mercados del exterior.

De acuerdo con el artículo 12 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, las Co-Emisoras manifiestan, con carácter de declaración jurada que, a su leal saber y entender, los beneficiarios finales de las Co-Emisoras, y las personas físicas o jurídicas que tienen como mínimo el diez (10) por ciento de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo como tampoco figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

A la fecha de este Suplemento, las Co-Emisoras se encuentran en incumplimiento de obligaciones de pago respecto de distintos endeudamientos financieros, incluyendo sin limitación respecto de las Obligaciones Negociables Elegibles, situación que constituye un supuesto de incumplimiento bajo los términos y condiciones aplicables a esas Obligaciones Negociables Elegibles. Las Co-Emisoras se encuentran atravesando un proceso de reordenamiento financiero integral (el "Proceso de Reestructuración"), que fue oportunamente informado mediante hechos relevantes publicados con fecha 30 de abril de 2025 (GEMSA bajo el ID #3354320 y CTR bajo el ID #3354311), 6 de mayo de 2025 (GEMSA bajo el ID #3356514 y de CTR bajo el ID #3356513), 3 de septiembre de 2025 (GEMSA bajo el ID #3410935), 8 de octubre de 2025 (GEMSA bajo el ID #3426028 y CTR bajo el ID #3426025), 13 de noviembre de 2025 (GEMSA bajo el ID #3426028 y CTR bajo el ID #3426025), 10 de diciembre de 2025 (GEMSA bajo el ID #3453372 y #3453499 , CTR bajo el ID #3453376 y #3453496·y AESA bajo el ID #3453378), entre otros. Esta Oferta está siendo lanzada como parte del Proceso de Reestructuración. Las Modificaciones Propuestas incluyen, entre otras cuestiones, una dispensa a los supuestos de incumplimiento existentes bajo las Obligaciones Negociables Elegibles.

En forma concurrente con la realización de esta Oferta, las Co-Emisoras están realizando, las siguientes ofertas (en forma conjunta, las "Ofertas Concurrentes"):

- Bajo el suplemento de prospecto de fecha 18 de febrero de 2026, una oferta de canje local y solicitud de consentimientos dirigida a los tenedores de las obligaciones negociables clase XV, XVI, XIX, XX, XXIII, XXIV, XXVI, XXVII, XXX, XXV, XXVIII, XXXII, XXXIII, XXXIV, XXXV, XXXVI, XXXVII, XXXVIII y XLII, co-emitidas por las Co-Emisoras y Obligaciones Negociables Clases III, VII, IX, X, XI, XII, XIII, XV, XVI, XVII y XVIII emitidas por Albanesi Energía S.A. (actualmente GEMSA) (las "Obligaciones Negociables Existentes Locales") en circulación por (i) obligaciones negociables clase XLIII, o (ii) obligaciones negociables clase XLIV, respecto de las cuales las Co-Emisoras son co-deudoras según corresponda, y (b) solicitaron consentimientos para modificar las correspondientes Obligaciones Negociables Existentes Locales o, alternativamente, aprobar el APE Permitido (conforme se define más adelante) en los términos previstos en los documentos de la oferta. Con fecha 22 de abril de 2026, expiró la oferta y se dieron a conocer los resultados. En el marco de esta oferta, se presentaron Obligaciones Negociables Existentes Locales por un monto de capital equivalente a US$ 337,1 millones, sobre un total en circulación de US$ 442,1 millones, lo que representa el 76,24% del capital de dichas Obligaciones Negociables Existentes Locales en circulación. En consecuencia, en virtud de no haberse cumplido la condición mínima necesaria para la concreción del canje y considerando los resultados obtenidos, las Co-Emisoras anunciaron su intención de perseguir un Cierre por APE y convocaron a asamblea especial de tenedores las cuales tendrán lugar los días 19, 20 y 21 de mayo de 2026 (la "Oferta a las ONS No Garantizadas Locales").

- Bajo el suplemento de prospecto de fecha 10 de abril de 2026, una oferta de canje internacional y solicitud de consentimiento dirigida a los tenedores de las Obligaciones Negociables Clase X, no garantizadas y con vencimiento en 2027(las "ONs 2027") co-emitidas por las Co-Emisoras por Obligaciones Negociables Clase XLV, y en cuyo marco se solicitaron consentimientos para modificar las correspondientes ONs 2027 o, alternativamente, aprobar el APE Permitido, de conformidad con los términos y sujeto a las condiciones establecidas en dicho suplemento (la "Oferta a las ONs 2027"). La Oferta a las ONs 2027 ha finalizado el día 8 de mayo de 2026. Mediante la publicación del aviso de resultados correspondiente, con 11 de mayo de 2026, las Co-Emisoras informaron que se presentaron ONs 2027 por un monto de capital de US$57.851.985, equivalentes al 49,41% del total de las ONs 2027 en circulación. En consecuencia, las Co-Emisoras anunciaron su intención de perseguir un cierre por acuerdo preventivo extrajudicial de acuerdo a los términos de la Oferta a las ONs 2027, y convocaron a asamblea especial de tenedores que tendrá lugar el día 21 de mayo de 2026.

- Bajo el suplemento de prospecto de fecha 4 de mayo de 2026, una oferta de canje internacional y solicitud de consentimiento dirigida a los tenedores de las ONs Clase XXXIX por ONs Clase XLVI y ONs Clase XLVII mediante la cual se solicitaron consentimientos para modificar ciertas disposiciones del contrato de emisión de fecha 30 de octubre de 2024, y terminar o modificar los documentos del colateral a fin de liberar la garantías que garantizan las ONs Clase XXXIX de conformidad con los términos y sujeto a las condiciones establecidas en el suplemento (la "Oferta a las ONs Internacionales 2031"). Con fecha 2 de junio de 2026 finalizará el período para participar de dicha oferta.

La Oferta no se encuentra condicionada al resultado de las Ofertas Concurrentes. Para mayor información respecto de las Ofertas Concurrentes, véase la sección "*Información Adicional – a) La Reestructuración*" del presente Suplemento.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 82 y concordantes de la Ley General de Sociedades N.º 19.550, GEMSA se fusionó con Albanesi Energía S.A. ("AESA"). La fusión ha sido aprobada por la CNV de forma condicional mediante Resolución N°23382 y 23383 e inscripta ante la Inspección General de Justicia (la "IGJ") bajo el N°2.511 del libro 125 de Sociedades por Acciones con fecha 9 de febrero de 2026 levantándose dicho condicionamiento. Como consecuencia de la aprobación de la Fusión, GEMSA absorbió todo el activo y el pasivo de AESA, con fecha efectiva 1° de enero de 2025, incluyendo las obligaciones acumuladas bajo las obligaciones negociables emitidas, con el traslado de listado y de la autorización de oferta pública de su programa de obligaciones negociables por hasta U$S 250.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) autorizado por Resolución Nº RESFC-2021-21055-APN-DIR#CNV de fecha 5 de abril de 2021 de la CNV. La disolución sin liquidación de AESA ha sido inscripta ante IGJ bajo el N°2512 del libro 125 de Sociedades por Acciones con fecha 9 de febrero de 2026.

Se advierte al público inversor que las Obligaciones Negociables no se encuentran alcanzadas por los beneficios impositivos previstos en el Decreto N°621/2021 referidos a obligaciones negociables denominadas en moneda nacional, sin perjuicio de que las Obligaciones Negociables cumplirán los requisitos establecidos por el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Este Suplemento no constituye, y no podrá ser utilizado a los fines de, una oferta o solicitud por alguien en ninguna jurisdicción en la cual tal oferta o solicitud no se encuentra autorizada o a alguna persona a quien es ilegal realizar tal oferta o solicitud, y ninguna acción está siendo adoptada para permitir una oferta de las Obligaciones Negociables la distribución de este Suplemento en cualquier jurisdicción donde tal acción es requerida.

La oferta pública de las Obligaciones Negociables que se describe en este Suplemento 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, Sección IV, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV. El presente Suplemento no ha sido previamente revisado ni conformado por la CNV. De acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 30, Sección IV, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, dentro de los cinco Días Hábiles de suscriptas las Obligaciones Negociables, las Co-Emisoras presentarán la documentación definitiva relativa a las mismas ante CNV.

Las Co-Emisoras asumen expresamente la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el Prospecto y en este Suplementos, 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

Obligaciones Negociables. Las Co-Emisoras declaran, bajo juramento, que los datos consignados en el Suplemento son correctos y completos, que no se ha omitido ni falseado dato alguno que deba contener, y que el contenido del mismo constituye fiel expresión de la verdad. 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.

Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales, los Agentes de Adhesión 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 este Suplemento. Ninguna de las disposiciones contenidas en este Suplemento constituye ni será considerada como una promesa o declaración por parte de los Agentes de Adhesión de hechos pasados o futuros.

ANTES DE TOMAR DECISIONES DE INVERSIÓN RESPECTO DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, EL PÚBLICO INVERSOR DEBERÁ CONSIDERAR LOS FACTORES DE RIESGO QUE SE DESCRIBEN EN LA SECCIÓN *"FACTORES DE RIESGO"* DEL PROSPECTO Y EN LA SECCIÓN *"FACTORES DE RIESGO"* DE ESTE SUPLEMENTO, Y EL RESTO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO Y EN ESTE SUPLEMENTO.

Oferta pública autorizada por Resolución Nº RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017, el aumento del monto del Programa por hasta U$S300.000.000 (o su equivalente en otra moneda) fue autorizado por Resolución Nº RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019 de la CNV, el aumento del monto del Programa hasta U$S700.000.000 (o su equivalente en otra moneda) y la modificación de sus términos y condiciones fueron autorizados por Disposición Nº 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$S1.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) ha sido autorizado por Disposición Nº DI-2023-31-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV con fecha 5 de julio de 2023, y la modificación de los términos del prospecto de Programa a los fines de permitir a las Compañías la emisión de obligaciones negociables tipificadas como temáticas, incluyendo sin limitación, como sociales, verdes, sustentables, vinculadas a la sostenibilidad y/o cualquier otra alternativa de etiquetado, ha sido autorizado por Disposición Nº DI-2024-11-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV con fecha 23 de febrero de 2024. Con fecha 29 de enero de 2026, el aumento del monto máximo de emisión bajo el Programa hasta U$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. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto ni en este Suplemento. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en este Suplemento es exclusiva responsabilidad del órgano de administración de cada Co-Emisora, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de las Sociedades 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 este Suplemento contiene, a la fecha de su publicación, información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de las Sociedades y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

Agentes de Adhesión

SBS Trading S.A.

Agente de Liquidación y Compensación - Integral
y Agente de Negociación
Matrícula N° 53 de la CNV

Banco de Servicios y Transacciones S.A.U.

Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral
Matrícula N° 64 de la CNV

La fecha de este Suplemento es 14 de mayo de 2026

ÍNDICE

ÍNDICE **6**
AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES **7**
DECLARACIONES Y GARANTÍAS DE LOS ADQUIRENTES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES **10**
FECHAS IMPORTANTES **12**
RESUMEN DE LA OFERTA Y SOLICITUD DE CONSENTIMIENTO **13**
OFERTA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES **17**
OFERTA DE CANJE Y SOLICITUD DE CONSENTIMIENTO **39**
PLAN DE DISTRIBUCIÓN **42**
INFORMACIÓN FINANCIERA **46**
FACTORES DE RIESGO **47**
DESTINO DE LOS FONDOS **57**
GASTOS DE EMISIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES **58**
CONTRATO DE AGENCIA **59**
INFORMACIÓN ADICIONAL **60**
ANEXO A **64**

AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES

ANTES DE TOMAR DECISIONES DE INVERSIÓN RESPECTO DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES Y OTORGAR SU CONSENTIMIENTO, EL PÚBLICO INVERSOR DEBERÁ CONSIDERAR LA TOTALIDAD DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO Y EN ESTE SUPLEMENTO (COMPLEMENTADOS, EN SU CASO, POR LOS AVISOS, ACTUALIZACIONES Y/O SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES).

LA OFERTA PÚBLICA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES HA SIDO AUTORIZADA EXCLUSIVAMENTE EN LA REPÚBLICA ARGENTINA Y, POR ENDE, NO PODRÁN SER OFRECIDAS NI VENDIDAS, DIRECTA NI INDIRECTAMENTE, NI NINGÚN OTRO DOCUMENTO DE LA OFERTA PODRÁ SER DISTRIBUIDO O PUBLICADO EN NINGUNA OTRA JURISDICCIÓN, SALVO EN CIRCUNSTANCIAS QUE RESULTEN EN EL CUMPLIMIENTO DE LAS LEYES O REGLAMENTACIONES APLICABLES.

PARA OBTENER INFORMACIÓN RELATIVA A LA NORMATIVA VIGENTE EN MATERIA DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS, CONTROL DE CAMBIOS Y CARGA TRIBUTARIA, VÉASE "*AVISOS IMPORTANTES—NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE ACTIVOS*" DEL PROSPECTO, "*INFORMACIÓN ADICIONAL —E) PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO*" DEL PRESENTE SUPLEMENTO Y "*INFORMACIÓN ADICIONAL— CONTROLES DE CAMBIO*" E "*INFORMACIÓN ADICIONAL— CARGA TRIBUTARIA*" DEL PROSPECTO Y DEL PRESENTE SUPLEMENTO.

AL TOMAR DECISIONES DE INVERSIÓN RESPECTO DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES Y OTORGAR SU CONSENTIMIENTO, EL PÚBLICO INVERSOR DEBERÁ BASARSE EN LA INFORMACIÓN DE LAS SOCIEDADES CONTENIDA EN EL PROSPECTO Y ESTE SUPLEMENTO, EN LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES Y DE LOS BENEFICIOS Y RIESGOS INVOLUCRADOS. EL CONTENIDO DEL PROSPECTO Y/O DE ESTE SUPLEMENTO NO DEBE SER INTERPRETADO COMO ASESORAMIENTO LEGAL, COMERCIAL, FINANCIERO, CAMBIARIO, IMPOSITIVO Y/O DE OTRO TIPO. EL PÚBLICO INVERSOR DEBERÁ CONSULTAR CON SUS PROPIOS ASESORES RESPECTO DE LOS ASPECTOS LEGALES, COMERCIALES, FINANCIEROS, CAMBIARIOS, IMPOSITIVOS Y/O DE OTRO TIPO RELACIONADOS CON SU INVERSIÓN EN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES.

NO SE HA AUTORIZADO A NINGUNO DE LOS AGENTES DE ADHESIÓN Y/O CUALQUIER OTRA PERSONA A BRINDAR INFORMACIÓN Y/O EFECTUAR DECLARACIONES RESPECTO DE LAS CO-EMISORAS Y/O DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES QUE NO ESTÉN CONTENIDAS EN EL PROSPECTO Y/O EN ESTE SUPLEMENTO, Y, SI SE BRINDARA Y/O EFECTUARA, DICHA INFORMACIÓN Y/O DECLARACIONES NO PODRÁN SER CONSIDERADAS AUTORIZADAS Y/O CONSENTIDAS POR LAS CO-EMISORAS Y/O LOS AGENTES DE ADHESIÓN.

NI EL PROSPECTO NI ESTE SUPLEMENTO CONSTITUYEN O CONSTITUIRÁN UNA OFERTA DE VENTA Y/O UNA INVITACIÓN A FORMULAR INSTRUCCIONES DE CANJE Y CONSENTIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN AQUELLAS JURISDICCIONES EN LAS QUE LA REALIZACIÓN DE DICHA OFERTA Y/O INVITACIÓN NO FUERA PERMITIDA POR LAS NORMAS VIGENTES. EL PÚBLICO INVERSOR DEBERÁ CUMPLIR CON TODAS LAS NORMAS VIGENTES EN CUALQUIER JURISDICCIÓN EN QUE COMPRARA, OFRECIERA Y/O VENDIERA LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES Y/O EN LA QUE POSEYERA, CONSULTARA Y/O DISTRIBUYERA EL PROSPECTO Y/O ESTE SUPLEMENTO, Y DEBERÁ OBTENER LOS CONSENTIMIENTOS, LAS APROBACIONES Y/O LOS PERMISOS PARA LA COMPRA, OFERTA Y/O VENTA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES REQUERIDOS POR LAS NORMAS VIGENTES EN CUALQUIER JURISDICCIÓN A LA QUE SE ENCONTRARAN SUJETOS Y/O EN LA QUE REALIZARAN DICHAS COMPRAS, OFERTAS Y/O VENTAS. NI LAS CO-EMISORAS NI LOS AGENTES DE ADHESIÓN TENDRÁN RESPONSABILIDAD ALGUNA POR INCUMPLIMIENTOS A DICHAS NORMAS VIGENTES.

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO Y/O EN ESTE SUPLEMENTO CORRESPONDE A LAS RESPECTIVAS FECHAS CONSIGNADAS EN LOS MISMOS Y PODRÁ SUFRIR CAMBIOS EN EL FUTURO. EN CASO DE EXISTIR MODIFICACIONES RELEVANTES A LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE SUPLEMENTO, LAS MISMAS SERÁN INFORMADAS A TRAVÉS DE LA PUBLICACIÓN DE UN "HECHO RELEVANTE" EN LA AIF DE LA CNV O DE UNA ADENDA O AVISO COMPLEMENTARIO AL PRESENTE SUPLEMENTO. NI LA ENTREGA DEL PROSPECTO Y/O DE ESTE SUPLEMENTO NI LA VENTA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN VIRTUD DE LOS MISMOS, IMPLICARÁ, BAJO NINGUNA CIRCUNSTANCIA, QUE NO SE HAN PRODUCIDO CAMBIOS EN LA INFORMACIÓN INCLUIDA EN EL PROSPECTO Y/O EN ESTE SUPLEMENTO Y/O EN LA SITUACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS CON POSTERIORIDAD A LA FECHA DEL PROSPECTO Y/O DEL PRESENTE SUPLEMENTO, SEGÚN CORRESPONDA.

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO Y/O EN ESTE SUPLEMENTO CON RESPECTO A LA SITUACIÓN POLÍTICA, LEGAL Y ECONÓMICA DE ARGENTINA HA SIDO OBTENIDA DE FUENTES GUBERNAMENTALES Y OTRAS FUENTES PÚBLICAS Y LAS COMPAÑÍAS, LOS AGENTES DE ADHESIÓN, SIN PERJUICIO DE LO DISPUESTO EN LOS ARTÍCULOS 119 Y 120 DE LA LEY DE MERCADO DE CAPITALES, NO SON RESPONSABLES DE SU VERACIDAD, EXACTITUD, SUFICIENCIA NI ACTUALIZACIÓN NI POR SU INCLUSIÓN EN EL PRESENTE SUPLEMENTO NI HAN VERIFICADO EN FORMA INDEPENDIENTE DICHA INFORMACIÓN, NO ASUMIENDO RESPONSABILIDAD ALGUNA POR SU CONTENIDO O CUALQUIER OMISIÓN EN LA MISMA. NO PODRÁ CONSIDERARSE QUE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO Y/O EN ESTE SUPLEMENTO CONSTITUYA UNA PROMESA O GARANTÍA, YA SEA CON RESPECTO AL PASADO O AL FUTURO. EL PROSPECTO Y/O ESTE SUPLEMENTO CONTIENEN RESÚMENES, QUE LAS COMPAÑÍAS CONSIDERAN PRECISOS, DE CIERTOS DOCUMENTOS DE LAS COMPAÑÍAS. LAS CO-EMISORAS PONDRÁN COPIAS DE DICHOS DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN DEL INVERSOR QUE LAS SOLICITARA, PARA COMPLETAR LA INFORMACIÓN RESUMIDA EN EL PROSPECTO Y/O EN ESTE SUPLEMENTO. LOS RESÚMENES CONTENIDOS EN EL PROSPECTO Y/O EN ESTE SUPLEMENTO SE ENCUENTRAN CONDICIONADOS EN SU TOTALIDAD A DICHAS REFERENCIAS.

LOS AGENTES DE ADHESIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, UNA VEZ QUE LAS MISMAS INGRESEN EN LA NEGOCIACIÓN SECUNDARIA, PODRÁN PERO NO ESTÁN OBLIGADOS REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, ÚNICAMENTE A TRAVÉS DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS DE NEGOCIACIÓN BAJO SEGMENTOS QUE ASEGUREN LA PRIORIDAD PRECIO TIEMPO Y POR INTERFERENCIA DE OFERTAS, GARANTIZADOS POR EL MERCADO Y/O LA CÁMARA COMPENSADORA EN SU CASO, TODO ELLO CONFORME CON EL ARTÍCULO 12, SECCIÓN IV, CAPÍTULO IV, TÍTULO VI DE LAS NORMAS DE LA CNV Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). DICHAS OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN SECUNDARIA DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) SÓLO PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR ALTERACIONES BRUSCAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES; (III) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYAN NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS

AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LA ORGANIZACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (IV) LOS MERCADOS DEBERÁN INDIVIDUALIZAR COMO TALES Y HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

SE DEJA EXPRESA CONSTANCIA DE QUE TMF TRUST COMPANY (ARGENTINA) S.A. NO HA PARTICIPADO EN LA ELABORACIÓN DEL PRESENTE SUPLEMENTO NI EN LA PREPARACIÓN DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL MISMO, NI HA VERIFICADO EN FORMA INDEPENDIENTE DICHA INFORMACIÓN. EN CONSECUENCIA, TMF TRUST COMPANY (ARGENTINA) S.A. NO ASUME RESPONSABILIDAD ALGUNA POR LA VERACIDAD, EXACTITUD, SUFICIENCIA O INTEGRIDAD DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE SUPLEMENTO, NI POR LAS OMISIONES QUE PUDIERAN EXISTIR EN EL MISMO.

EN CASO QUE LAS SOCIEDADES SE ENCONTRARAN SUJETAS A PROCESOS JUDICIALES DE QUIEBRA, CONCURSO PREVENTIVO, ACUERDOS PREVENTIVOS EXTRAJUDICIALES Y/O SIMILARES, LAS NORMAS VIGENTES QUE REGULAN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EMITIDAS POR LAS CO-EMISORAS QUE SE ENCUENTREN EN CIRCULACIÓN (INCLUYENDO, SIN LIMITACIÓN, LAS DISPOSICIONES DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES) ESTARÁN SUJETOS A LAS DISPOSICIONES PREVISTAS POR LAS LEYES DE QUIEBRA, CONCURSOS, ACUERDOS PREVENTIVOS EXTRAJUDICIALES Y/O SIMILARES Y/O DEMÁS NORMAS VIGENTES QUE SEAN APLICABLES.

EN LO QUE RESPECTA A LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO Y/O EN ESTE SUPLEMENTO, LAS SOCIEDADES TENDRÁN LAS OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES QUE IMPONEN LOS ARTÍCULOS 119 Y 120 DE LA LEY DE MERCADO DE CAPITALES. EL ARTÍCULO 119 ESTABLECE QUE LOS EMISORES DE VALORES NEGOCIABLES, JUNTAMENTE CON LOS INTEGRANTES DE LOS ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN Y FISCALIZACIÓN, ESTOS ÚLTIMOS EN MATERIA DE SU COMPETENCIA, Y EN SU CASO LOS OFERENTES DE LOS VALORES NEGOCIABLES CON RELACIÓN A LA INFORMACIÓN VINCULADA A LOS MISMOS, Y LAS PERSONAS QUE FIRMEN EL PROSPECTO DE UNA EMISIÓN DE VALORES NEGOCIABLES, SERÁN RESPONSABLES DE TODA LA INFORMACIÓN INCLUIDA EN LOS PROSPECTOS POR ELLOS REGISTRADOS ANTE LA CNV. ASIMISMO, DE CONFORMIDAD CON EL ARTÍCULO 120 DE DICHA LEY, LAS ENTIDADES Y AGENTES INTERMEDIARIOS EN EL MERCADO QUE PARTICIPEN COMO AGENTES DE ADHESIÓN/COLOCADORES EN UNA OFERTA PÚBLICA DE VENTA O COMPRA DE VALORES NEGOCIABLES DEBERÁN REVISAR DILIGENTEMENTE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN LOS PROSPECTOS DE LA OFERTA, SIENDO QUE LOS EXPERTOS O TERCEROS QUE OPINEN SOBRE CIERTAS PARTES DEL PROSPECTO SÓLO SERÁN RESPONSABLES POR LA PARTE DE DICHA INFORMACIÓN SOBRE LA QUE HAN EMITIDO OPINIÓN.

DE CONFORMIDAD CON EL ART. 34 DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES, LOS DIRECTORES, ADMINISTRADORES, SÍNDICOS O CONSEJEROS DE VIGILANCIA DE LAS CO-EMISORAS SON ILIMITADA Y SOLIDARIAMENTE RESPONSABLES POR LOS PERJUICIOS QUE LA VIOLACIÓN DE LAS DISPOSICIONES DE DICHA LEY PRODUZCA A LOS TENEDORES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES.

TODA PERSONA QUE SUSCRIBA LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES Y OTORGUE SU CONSENTIMIENTO RECONOCE QUE: (I) SE LE HA BRINDADO LA OPORTUNIDAD DE SOLICITAR A LAS CO-EMISORAS, Y DE EXAMINAR, Y HA RECIBIDO Y EXAMINADO, TODA LA INFORMACIÓN ADICIONAL QUE CONSIDERÓ NECESARIA PARA VERIFICAR LA EXACTITUD DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO Y/O EN ESTE SUPLEMENTO, Y/O PARA COMPLEMENTAR TAL INFORMACIÓN; y (II) HA OBTENIDO LA DEBIDA INFORMACIÓN PREVIA Y EL DERECHO A MANIFESTARSE CON RESPECTO A LAS MODIFICACIONES PROPUESTAS, OTORGANDO DE FORMA EXPRESA EL CONSENTIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS MODIFICACIONES PROPUESTAS A LOS TÉRMINOS DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ELEGIBLES, CONOCIENDO TODAS LAS IMPLICANCIAS QUE ESO CONLLEVA, Y RECONOCIENDO QUE LA OBTENCIÓN DE LOS CONSENTIMIENTOS SIN NECESIDAD DE ASAMBLEA RESULTA UN MECANISMO VÁLIDO PARA ADOPTAR LAS MODIFICACIONES PROPUESTAS.

Notificación para posibles inversores fuera de Argentina

General

Las Obligaciones Negociables no han sido autorizadas para su oferta pública en jurisdicción diferente de Argentina ni han sido registradas ante ningún otro organismo de control diferente de la CNV en Argentina. Las Obligaciones Negociables no podrán ser vendidas por oferta pública fuera de la Argentina y, en su caso, solo podrán ofrecerse de forma privada sujeto a la legislación vigente y los procesos establecidos en la jurisdicción relevante, en el marco de exenciones a los requisitos de registro o de oferta pública.

Uruguay

La oferta de las Obligaciones Negociables no se encuentra autorizada para ser ofrecida por oferta pública en la República Oriental del Uruguay ni registrada en el Banco Central del Uruguay. Las Obligaciones Negociables no pueden ser ofrecidas conforme la Ley de Mercado de Valores N°18.627 salvo que sean registradas de conformidad con los términos y condiciones establecidos en dicha ley. Las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas en forma privada y no podrán ser ofrecidas directamente a personas naturales o determinadas personas jurídicas y no podrán ser ofrecidas en ningún mercado de valores o bolsa de comercio uruguayo ni podrán hacerse actividades de marketing o publicidad relacionadas con las mismas. La oferta de las Obligaciones Negociables es estrictamente confidencial y no podrá ser distribuida.

Paraguay

Las Obligaciones Negociables no han sido autorizadas para su oferta pública dentro de la República del Paraguay ni han sido registradas en la Comisión Nacional de Valores de la República del Paraguay. Las Obligaciones Negociables no podrán ser vendidas por oferta pública conforme la Ley de Mercado de Valores 1284/98, según la misma fuera modificada y complementada, de la República del Paraguay a menos que sean registrados conforme los términos de dicha norma. Las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas de forma privada y no pueden ofrecerse a personas naturales ni jurídicas indeterminadas y no podrán ser ofrecidos en bolsas de valores de la República del Paraguay ni publicitados en ningún medio.

Chile

La oferta de las Obligaciones Negociables se encuentra sujeta a la Regla General N°336 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile ("CMF"). Las Obligaciones Negociables ofrecidas no han sido registradas en el Registro de Valores ni en el Registro de Valores Extranjeros de la CMF y, por lo tanto, no se encuentran sujetas a supervisión de la CMF. En su calidad de valores negociables no registrados, las Sociedades no están requeridas a comunicar información pública de las Obligaciones Negociables en Chile. Las Obligaciones Negociables no podrán ser ofrecidas públicamente en Chile, a menos que sean registradas en el Registro de Valores correspondiente

Estados Unidos

Las Obligaciones Negociables no podrán ser ofrecidas ni vendidas dentro de los Estados Unidos ni a personas estadounidenses, salvo en operaciones que estén exentas de los requisitos de registro de la *Securities Act* de 1933 (la "Ley de Títulos Valores"). Las Obligaciones Negociables no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores ni bajo ninguna ley de valores de ningún estado ni bajo ninguna ley de ninguna otra jurisdicción. A menos que estén registradas, las Obligaciones Negociables pueden ofrecerse solo en transacciones que estén exentas de registro según la Ley de Títulos Valores o las leyes de valores de cualquier otra jurisdicción. Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ofrecerse solamente a personas fuera de los Estados Unidos en virtud de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores.

Aviso a los inversores sobre normativa referente a prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo

Las Co-Emisoras podrán requerir a quienes deseen suscribir las Obligaciones Negociables información relacionada con el cumplimiento del régimen de Prevención del Encubrimiento y Lavado de Activos de Origen Delictivo conforme con lo dispuesto por la Ley Nº25.246 (modificada posteriormente por Ley N°26.087, Ley N°26.119, Ley N°26.268 y Ley N°26.683, la Ley Nº26.733, y tal como la misma pudiera ser modificada y/o complementada en el futuro) o por disposiciones, resoluciones o requerimientos de la Unidad de Información Financiera (la "UIF"). Las Compañías podrán rechazar las suscripciones cuando quien desee suscribir las Obligaciones Negociables no proporcione, a satisfacción de las Compañías, la información y documentación solicitada. Para mayor información, véase "*Avisos Importantes – Notificación a los Inversores sobre Normativa referente a Lavado de Activos*" del Prospecto.

DECLARACIONES Y GARANTÍAS DE LOS ADQUIRENTES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

La presentación de cualquier Instrucción de Canje y Consentimiento (conforme se define más adelante) o la adquisición posterior de las Obligaciones Negociables implicará, según fuera aplicable, las declaraciones y garantías a las Co-Emisoras, a los Agentes de Adhesión, por parte de cada inversor, sus cesionarios por cualquier causa o título, y de cualquier persona y/o intermediario que presenten y/o que participe en la presentación de cualquier Instrucción de Canje y Consentimiento, de que:

(a) está en posición de soportar los riesgos económicos de la inversión en las Obligaciones Negociables, incluyendo los riesgos derivados de la situación financiera actual de las Co-Emisoras, de los incumplimientos existentes bajo determinadas obligaciones financieras y del proceso de reestructuración en curso, en particular, teniendo en cuenta los riesgos descriptos en la Sección "*Factores de Riesgo*" del Prospecto y del presente Suplemento y la información prevista en "*Información Adicional – a) La Reestructuración*" del presente Suplemento;

(b) conoce y acepta la información descripta más arriba en "*Aviso a los Inversores y Declaraciones*" en el presente Suplemento;

(c) ha recibido copia de, y ha revisado y analizado la totalidad de la información contenida en, el Prospecto, el presente Suplemento (incluyendo los estados financieros que se encuentran a disposición del público inversor en la página web de la CNV en el ítem *"Empresas – Generación Mediterránea S.A. – Información Financiera",* en el ítem *"Empresas – Central Térmica Roca S.A. – Información Financiera"*, y en la página web institucional de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar)) y todo otro documento relacionado con la emisión de las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, el Aviso de Suscripción y los avisos complementarios al presente Suplemento), y ha analizado las operaciones, la situación y las perspectivas de las Co-Emisoras, todo ello en la medida necesaria para tomar por sí mismo y de manera independiente su decisión de suscribir las Obligaciones Negociables, basándose solamente en su propia revisión y análisis;

(d) no ha recibido ningún tipo de asesoramiento legal, comercial, financiero, cambiario, impositivo y/o de otro tipo por parte de las Co-Emisoras, ni de los Agentes de Adhesión y/o de cualquiera de sus respectivos empleados, agentes, directores y/o gerentes, y/o de cualquiera de sus sociedades controlantes, controladas, vinculadas o sujetas al control común (o de sus respectivos empleados, agentes, directores y/o gerentes);

(e) no ha recibido de las Co-Emisoras, ni de los Agentes de Adhesión, información o declaraciones que sean inconsistentes, o difieran, de la información o de las declaraciones contenidas en el Prospecto (incluyendo los estados contables adjuntos al mismo), el presente Suplemento (incluyendo los estados financieros que se encuentran a disposición del público inversor en la AIF y en la página web institucional de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar)) y todo otro documento relacionado con la emisión de las Obligaciones Negociables;

(f) conoce y acepta los términos descriptos más abajo en "*Plan de Distribución"* en el presente Suplemento. Sin limitar lo expuesto precedentemente, el inversor conoce y acepta que en los términos indicados más abajo en "*Plan de Distribución*", sus Instrucciones de Canje y Consentimiento serán firmes y vinculantes sin necesidad de ser ratificadas y sin posibilidad de retirarlas y/o revocarlas, excepto en aquellos casos en los que se otorguen derechos de revocación (de acuerdo a los términos detallados en "*Plan de Distribución*");

(g) conoce y acepta que las Co-Emisoras tendrán derecho de rechazar cualquier Instrucción de Canje y Consentimiento únicamente en los casos y con el alcance detallado más abajo en "*Plan de Distribución*" del presente Suplemento;

(h) conoce y acepta que la sola entrega de una Instrucción de Canje y Consentimiento importará, respecto de dicho inversor, la aceptación de los términos y condiciones de este Suplemento, del Prospecto y los demás documentos de la oferta, y la renuncia de manera irrevocable al reclamo de cualquier derecho que pudiera tener respecto de las Obligaciones Negociables Elegibles entregadas como pago en especie;

(i) conoce y acepta que las Co-Emisoras podrán declarar desierta la Oferta y colocación de las Obligaciones Negociables, en todos los casos detallados en el presente Suplemento;

(j) no se encuentra radicado en jurisdicciones consideradas no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal (de acuerdo con el art. 19 de la ley de impuesto a las ganancias y art. 24 del decreto 862/2019) o en jurisdicciones consideradas como de baja o nula tributación (según art. 20 de la ley de impuesto a las ganancias) y utiliza cuentas pertenecientes a entidades financieras radicadas en dichos países a efectos de realizar la suscripción e integración de las Obligaciones Negociables; renunciando, en caso de falsedad de esta declaración y garantía, a reclamar a las Co-Emisoras, y/o a cualquier Organizador y/o Agente Colocador el pago de cualquier mayor costo o monto adicional derivado de ello;

(k) que las informaciones consignadas en las Instrucciones de Canje y Consentimiento y cualquier información entregada en el marco de la Oferta son exactas y verdaderas, y que tiene conocimiento de la normativa sobre encubrimiento y lavado de activos regulada por la Ley N°25.246 y sus modificatorias (incluyendo, sin limitación, la Ley N°26.683) y reglamentaciones emitidas por la UIF y no utiliza fondos provenientes de países de "baja o nula tributación" para la suscripción y/o adquisición de las Obligaciones Negociables Elegibles;

(l) conoce y acepta que, en caso de que las Obligaciones Negociables no sean integradas en la forma prevista en la sección "*Plan de Distribución*" del presente Suplemento, los Tenedores Elegibles incumplidores podrían perder el derecho de suscribir las Obligaciones Negociables en cuestión sin necesidad de otorgarle la posibilidad de remediar su incumplimiento;

(m) conoce y acepta los pasos a seguir a los efectos de participar en la presente oferta descriptos la sección "*Plan de Distribución*" del presente Suplemento, y en particular entiende el período de bloqueo y/o indisponibilidad que podría afrontar en caso de participar de la Oferta;

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

(o) conoce y acepta las regulaciones cambiarias vigentes que limitan a inversores no residentes en la República Argentina acceder al mercado local de cambios para repatriar el producido de su inversión en las Obligaciones Negociables;

(p) asegura haber obtenido la debida información previa y el derecho a manifestarse con respecto a las Modificaciones Propuestas y a los términos y condiciones de esta Oferta, otorgando de forma expresa el Consentimiento para la implementación de las Modificaciones Propuestas y, conociendo todas las implicancias que eso conlleva, y reconociendo que la obtención de los Consentimientos sin necesidad de asamblea resulta un mecanismo válido para eventualmente adoptar las Modificaciones Propuestas;

(q) declara y garantiza que al suscribir en especie las Obligaciones Negociables con sus Obligaciones Negociables Elegibles otorgan de manera simultánea y expresa su Consentimiento a todas y cada una de las respectivas Modificaciones Propuestas;

(r) tiene conocimiento de que salvo que sea requerido por la ley aplicable y excepto por lo previsto en el presente Suplemento, los Tenedores Elegibles no podrán revocar ni retirar su Consentimiento una vez otorgado;

(s) acepta que la presentación de una Instrucción de Canje y Consentimiento implica la indisponibilidad de las Obligaciones Negociables Elegibles por el período máximo descripto en la sección "*Plan de Distribución*" del presente Suplemento;

(t) declara y acepta la designación de TMF Trust Company (Argentina) S.A. como: (i) representante de los Tenedores de las Obligaciones Negociables (el "Representante de los Tenedores"), (ii) Agente de la Garantía (conforme se define más adelante) bajo el Contrato de Prenda de Timbúes (conforme se define más adelante) en los términos del art. 142 de la Ley de Financiamiento Productivo; (iii) Fiduciario bajo el Fideicomiso en Garantía; y (iv) agente intercreditorio (el "Agente Intercreditorio");

(u) declara y acepta que TMF Trust Company (Argentina) S.A., en su carácter de Representante de los Tenedores, Agente Intercreditorio, Agente de la Garantía y Fiduciario, según corresponda, celebre la enmienda al Acuerdo de Acreedores Original, conforme dicho término se define más adelante, y cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional, y brinde instrucciones bajo el Acuerdo de Acreedores y cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional, según instrucciones por escrito de los Tenedores de la mayoría del monto de capital en circulación de las Obligaciones Negociables; y suscriba y/o adhiera a los Documentos del Colateral, en la medida necesaria para reflejar lo previsto en este Suplemento en relación con las garantías de conformidad con este Suplemento; y conoce y acepta que el Representante de los Tenedores no realizará verificación independiente de la capacidad o facultades de las instrucciones de los Tenedores;

(v) acepta su calidad de beneficiario del Fideicomiso en Garantía (conforme se define más adelante) en los términos del artículo 1681 del Código Civil y Comercial de la Nación;

(w) consiente que, de conformidad con los términos de las Obligaciones Negociables Clase XXXIX, las ONs Internacionales Garantizadas, y las Obligaciones Negociables Elegibles y si se cumplen las determinadas condiciones y sujeto a los resultados de las ofertas en curso, compartirá la calidad de beneficiario bajo el Colateral de Timbúes, junto con los tenedores de una o más de las obligaciones negociables mencionadas; por lo que declara conocer los riesgos asociados con la ejecución de una garantía compartida con otro acreedor detallado en "*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con el Colateral - El Colateral Timbúes será compartido en igualdad de rango (pari passu) con otros acreedores de las Co-Emisoras*"; y

(x) consiente que, como tenedor de las Obligaciones Negociables, no podrá impulsar, acompañar, ni de ningún otro modo contribuir o votar favorablemente a un pedido de ejecución o medida similar impulsada por los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles subsistentes luego de la consumación de esta Oferta, en tanto y en cuanto no se haya verificado y subsista un Supuesto de Incumplimiento bajo este Suplemento.

Todas las consultas respecto del formato de todos los documentos y la validez (incluido el horario de recepción) y la aceptación de las presentaciones y los retiros de las Obligaciones Negociables Elegibles serán determinadas por las Co-Emisoras de conformidad con este Suplemento y su determinación será definitiva y vinculante.

La presentación de Obligaciones Negociables Elegibles de acuerdo con el presente Suplemento y los avisos complementarios por los procedimientos establecidos constituirá un acuerdo entre el tenedor correspondiente y las Co-Emisoras, de acuerdo con los términos y sujeto a las condiciones del presente. El método de entrega de las Obligaciones Negociables Elegibles y todos los demás documentos necesarios es a elección y riesgo del tenedor participante. En todos los casos, deberá darse suficiente tiempo para garantizar una entrega oportuna.

Las presentaciones alternativas, condicionales o contingentes no se considerarán válidas. Las Co-Emisoras se reservan el derecho a rechazar todas y cada una de las suscripciones de las Obligaciones Negociables a través de la entrega de las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles que no cumplan con el formato adecuado o cuya aceptación pudiera, a su discreción, resultar ilegal. También se reserva el derecho, sujeto a la normativa aplicable, de dispensar cualquier defecto, irregularidad o condición de la suscripción de las Obligaciones Negociables con las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles, incluida cualquier demora en la presentación de éstas o de cualquier instrucción con respecto a éstas. La dispensa de cualquier defecto o irregularidad con respecto a la presentación de una Obligación Negociable Elegible no constituirá una dispensa del mismo defecto o irregularidad ni de cualquier otro defecto o irregularidad con respecto a la presentación de cualquier otra Obligación Negociable Elegible. La interpretación de las Co-Emisoras de los términos y condiciones de la presente será definitiva y vinculante para todas las partes. Cualquier defecto o irregularidad en relación con las presentaciones de las Obligaciones Negociables Elegibles deberá subsanarse dentro del plazo que determine las Co-Emisoras a menos que dispense de aquél. No se considerará que las presentaciones de las Obligaciones Negociables Elegibles han sido efectuadas hasta que las Co-Emisoras dispensen de todos los defectos e irregularidades o que sean subsanados. Ni las Co-Emisoras, ni los Agentes de Adhesión, ni cualquier otra persona tendrá deber alguno de cursar notificación de defectos o irregularidades en las presentaciones de Obligaciones Negociables Elegibles ni incurrirá en responsabilidad alguna frente a los tenedores por la falta de envío de dicha notificación.

Cada inversor reconoce que: (i) se le ha brindado la oportunidad de solicitar a las Co-Emisoras el examen de toda la información pública adicional que dicho inversor consideró necesaria para verificar la exactitud de la información contenida en este Suplemento o complementarla; (ii) no se ha basado en las Co-Emisoras, ni en ninguna persona vinculada a las Co-Emisoras, en relación con su investigación de la exactitud de dicha información o su decisión de inversión; (iii) ninguna persona ha sido autorizada a suministrar ninguna información o a formular ninguna declaración sobre las Co-Emisoras o las Obligaciones Negociables, salvo por las contenidas en este Suplemento. En caso de haber sido suministrada o formulada, no deberá tenerse a dicha información o declaración como autorizada ni consentida por las Co-Emisoras, ni por los Agentes de Adhesión, ni atribuirse a las Co-Emisoras, ni a los Agentes de Adhesión; y (iv) han obtenido la debida información previa respecto al alcance del presente.

FECHAS IMPORTANTES

Se ruega tomar nota de las siguientes fechas y horarios importantes en relación con la oferta:

Hito	Fecha	Evento
Anuncio de la Transacción	Será la fecha en la que se publique el presente Suplemento en los sistemas informativos de BYMA y A3, y en la AIF.	Es el día en el que se publica este Suplemento y el Aviso de Suscripción, anunciándose la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento.
Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento	Será el período que se informe en el Aviso de Suscripción (conforme se define más adelante) o a través de la publicación de un aviso complementario a este Suplemento, de acuerdo con lo que establezca el Comunicado (según se define más adelante).	Es el plazo durante el cual los Tenedores Elegibles podrán enviar las Instrucciones de Canje y Consentimiento a su Depositante hasta la Fecha de Expiración, inclusive.
Fecha de Expiración	Será la fecha que se informe en el Aviso de Suscripción o a través de la publicación de un aviso complementario a este Suplemento, de acuerdo con lo que establezca el Comunicado, la cual podrá ser prorrogada de conformidad con este Suplemento.	Es la fecha límite para que los Tenedores Elegibles presenten válidamente las Obligaciones Negociables Elegibles y el Consentimiento para tener derecho a recibir la Relación de Canje y la Contraprestación en Efectivo. Véase "*Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento*" del presente Suplemento.
Fecha de Emisión y Liquidación	Será a más tardar a los 1 0 Días Hábiles posteriores a la Fecha de Expiración, y será informada en el Aviso de Resultados, de acuerdo con lo que establezca el Comunicado.	Es la fecha en que se emitirán las Obligaciones Negociables, por las Obligaciones Negociables Elegibles presentadas válidamente y aceptadas al canje, por los montos y en la forma que se describen en este Suplemento.
Fecha de Pago de la Contraprestación en Efectivo	Será en o alrededor de la Fecha de Emisión y Liquidación, y será informada en el Aviso de Resultados.	Es la fecha en que se pagará la Contraprestación en Efectivo a los Tenedores Elegibles que participen válidamente de la Oferta canjeando Obligaciones Negociables Elegibles, en la forma que se describe en este Suplemento.
Implementación de las Modificaciones Propuestas.	Es la fecha de publicación de la enmienda a los suplementos de las Obligaciones Negociables Elegibles, que podrá instrumentarse en un documento único y/o en varios documentos, en ambos casos que agrupen múltiples clases de Obligaciones Negociables Elegibles (la "Enmienda ONs Elegibles").	Es la fecha en que las Modificaciones Propuestas se considerarán implementadas.

Los tiempos y fechas antes indicados están sujetos al derecho de las Co-Emisoras de prorrogar, modificar y/o rescindir la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento (sujeto a la ley aplicable y según lo dispuesto en este Suplemento). Se recomienda a los Tenedores Elegibles que consulten con su Depositante u otro intermediario a través del cual posean Obligaciones Negociables Elegibles la fecha en que dicho intermediario debería recibir las Instrucciones de Canje y Consentimiento para participar de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento. Los plazos establecidos por dicho intermediario para la presentación en tiempo útil de las Instrucciones de Canje y Consentimiento pueden ser anteriores a los plazos pertinentes especificados anteriormente.

RESUMEN DE LA OFERTA Y SOLICITUD DE CONSENTIMIENTO

A continuación, se presente un breve resumen de algunos términos de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento. Para una descripción más completa de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, véase "Oferta de las Obligaciones Negociables" y "Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento" en el presente Suplemento.

Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento:

Las Co-Emisoras invitan a todos los Tenedores Elegibles a canjear todas y cada una de sus Obligaciones Negociables Elegibles por Obligaciones Negociables, en los términos y condiciones establecidos en el presente Suplemento.

Asimismo, las Co-Emisoras solicitan el Consentimiento de los Tenedores Elegibles para modificar ciertos términos y condiciones de las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles, a efectos de liberar las garantías respecto de las Obligaciones Negociables Elegibles y permitir canjear las Obligaciones Negociables Elegibles (o una porción sustancial de las Clases de Obligaciones Negociables Elegibles) que no participen voluntariamente de la Oferta.

A la fecha de este Suplemento, el capital en circulación de las Obligaciones Negociables Elegibles es el siguiente: (i) Obligaciones Negociables Clase XL: US$1.647.811; (ii) Obligaciones Negociables AESA Clase XIX: US$308.135; (iii) Obligaciones Negociables Clase XLI: US$15.438.581; y (iv) Obligaciones Negociables AESA Clase XX: US$ 11.769.050. Las Obligaciones Negociables Elegibles que las Co-Emisoras (y sus subsidiarias) mantengan en cartera a la fecha relevante de cálculo no formarán parte del cómputo de las mayorías establecidas en el presente para la implementación de las Modificaciones Propuestas.

Los Tenedores Elegibles no pueden presentar al canje Obligaciones Negociables Elegibles sin entregar el respectivo Consentimiento, y los Tenedores Elegibles no pueden entregar el Consentimiento sin presentar al canje las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles.

Propósito de la Solicitud de Consentimiento:

El propósito de la Solicitud de Consentimiento es:

(i) liberar las garantías respecto de las Obligaciones Negociables Elegibles y modificar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Elegibles, a efectos de incluir una nueva cláusula de rescate a opción de las Co-Emisoras, que permita el rescate de las Obligaciones Negociables Elegibles mediante la entrega en canje de Obligaciones Negociables a la misma Relación de Canje correspondiente a cada clase de Obligaciones Negociables Elegibles conforme a esta Oferta;

(ii) Aumentar el porcentaje de tenedores requeridos para que los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles puedan declarar inmediatamente vencidas y pagaderas todas las Obligaciones Negociables Elegibles en circulación ante la ocurrencia de un supuesto de incumplimiento bajo los correspondientes documentos de emisión, hasta el 95% del capital de Obligaciones Negociables Elegibles en circulación;

(iii) Aumentar el porcentaje de tenedores requeridos para que los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles puedan votar favorablemente para participar en, iniciar y/o de cualquier otra forma impulsar acciones de ejecución del Colateral de Timbúes y/o de cualquier garantía que le fuera aplicable a las Obligaciones Negociables Elegibles bajo los correspondientes documentos de emisión, acuerdo de acreedores, y/o cualquier otro documento aplicable, hasta el 95% del capital de Obligaciones Negociables Elegibles en circulación;

(iv) dispensar el pago de intereses moratorios que se podrían haber devengado bajo las Obligaciones Negociables Elegibles hasta la Fecha de Emisión y Liquidación aplicable como resultado de la falta de pago en tiempo y forma de servicios de deuda;

(v) dispensar cualquier otro Supuesto de Incumplimiento que hubiera ocurrido y se mantuviera vigente a la Fecha de Expiración.

Relación de Canje:

Véase la portada del presente Suplemento.

Los tenedores de Obligaciones Negociables Elegibles deberán considerar los riesgos descriptos bajo los apartados "*Si se integraran las Obligaciones Negociables con una porción relevante de las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles, el mercado de negociación para las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles que continúe vigente podría no tener liquidez, lo que podría afectar adversamente el valor de mercado de las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles y la posibilidad de los tenedores de venderlas*" y "*Las Relaciones de Canje podrían no reflejar una valuación justa de las Obligaciones Negociables Elegibles y se encuentran sujetas a la volatilidad del mercado"*, en la sección "*Factores de Riesgo*" de este Suplemento.

Los precios de listado y negociación de las Obligaciones Negociables Elegibles podrán ser consultados en los medios informativos de BYMA y A3.

Se deja expresa constancia que, si como resultado de la aplicación de la Relación de Canje, el valor nominal a adjudicar a un Tenedor Elegible bajo su instrucción contiene decimales, los mismos serán suprimidos y el monto se redondeará hacia abajo al múltiplo entero de US$1,00 más cercano, sin que dicho Tenedor Elegible reciba compensación alguna por dicha fracción.

Intereses Compensatorios Devengados

Respecto de las Obligaciones Negociables Principales (es decir, excluyendo a las Obligaciones Negociables Clase L), en la Relación de Canje también se considerará a los intereses compensatorios (excluyéndose expresamente en todos los casos los intereses moratorios) devengados y no pagados de la clase correspondiente de las Obligaciones Negociables Elegibles desde la fecha de emisión aplicable de las Obligaciones Negociables Elegibles, inclusive, hasta la Fecha de Emisión y Liquidación, exclusive, menos un monto igual a los montos de las acciones de ejecución de garantías tomadas por ciertos tenedores de ONs Clase XXXIX y aplicados en los intereses impagos sobre las Obligaciones Negociables Elegibles a la Fecha de Emisión y Liquidación (redondeados hacia abajo al monto más cercano de US$1,00 de capital de dichas Obligaciones Negociables) (los "Intereses Compensatorios Devengados").

Al 4 de mayo de 2026: (i) los intereses compensatorios devengados de las Obligaciones Negociables Elegibles ascienden a: (a) US$269.875 respecto de las Obligaciones Negociables Clase XL; (b) US$50.466 respecto de las Obligaciones Negociables AESA Clase XIX; (c) US$2.528.496 respecto de las Obligaciones Negociables Clase XLI; y (d) US$1.927.509 respecto de las Obligaciones Negociables AESA Clase XX; y (ii) los siguientes montos han sido aplicados a los intereses devengados e impagos de las respectivas clases de Obligaciones Negociables Elegibles en relación con las acciones de ejecución de garantías tomadas por ciertos tenedores de las ONs Clase XXXIX: (a) US$27.468 respecto de las Obligaciones Negociables Clase XL; (b) US$5.110 respecto de las Obligaciones Negociables AESA Clase XIX; (c) US$258.896 respecto de las Obligaciones Negociables Clase XLI; y (d) US$197.223 respecto de las Obligaciones Negociables AESA Clase XX, en cada caso redondeado hacia abajo al monto más cercano de US$1,00 de capital de la clase correspondiente de Obligaciones Negociables Principales.

Estos montos se ajustarán (i) *per diem* según la efectiva Fecha de Emisión y Liquidación, y (ii) en función de montos relacionadas con acciones de ejecución de garantías tomadas por ciertos tenedores de las ONs Clase XXXIX, o el endeudamiento que surja de su refinanciación, luego de la fecha de este Suplemento.

El importe *per diem* de los intereses compensatorios devengados sobre las Obligaciones Negociables Elegibles se detalla a continuación (correspondiendo luego cualquier ajuste en función de pagos a raíz de acciones de ejecución):

- Por cada US$1 de capital de Obligaciones Negociables Clase XL (conforme se encuentran definidas más adelante): US$0,0003 de capital de Obligaciones Negociables Clase XLVIII;
- Por cada US$1 de capital de Obligaciones Negociables AESA Clase XIX (conforme se encuentran definidas más adelante): US$0,0003 de capital de Obligaciones Negociables Clase XLVIII;
- Por cada US$1 de capital de Obligaciones Negociables Clase XLI (conforme se encuentran definidas más adelante): US$0,0003 de capital de Obligaciones Negociables Clase XLIX;
- Por cada US$1 de capital de Obligaciones Negociables AESA Clase XX (conforme se encuentran definidas más adelante): US$0,0003 de capital de Obligaciones Negociables Clase XLIX;

En todos los casos, el importe será redondeado hacia abajo al importe de capital de US$1,00 más cercano de dichas Obligaciones Negociables Principales. El monto de Intereses Compensatorios Devengados efectivamente devengados a la Fecha de Emisión y Liquidación de acuerdo a lo detallado precedentemente, y que será considerado para la Relación de Canje, será informado en el Aviso de Resultados.

Los intereses dejarán de devengarse en la Fecha de Emisión y Liquidación aplicable para todas las Obligaciones Negociables Elegibles aceptadas en la Oferta de Canje a menos que no se emitan y entreguen a los Tenedores Elegibles correspondientes las Obligaciones Negociables Principales correspondientes en la Fecha de Emisión y Liquidación.

La clase de Obligaciones Negociables Principales a ser entregada en cada caso dependerá de la clase de Obligaciones Negociables Elegibles que se entregue, conforme se regulan y se definen las Obligaciones Negociables Elegibles para cada clase de las Obligaciones Negociables Principales en "*Oferta de las Obligaciones Negociables*" del presente Suplemento.

Contraprestación en Efectivo

Los Tenedores Elegibles que ingresen válidamente Instrucciones de Canje y Consentimiento aceptadas, recibirán adicionalmente una contraprestación en efectivo a ser abonada en o alrededor de la Fecha de Emisión y Liquidación, sujeto a haber alcanzado todas las Mayorías Requeridas (condición que no podrá ser dispensada por las Co-Emisoras), una cantidad en efectivo igual a US$0,005 por cada US$1 de capital de Obligaciones Negociables Elegibles (la "Contraprestación en Efectivo").

La Contraprestación en Efectivo será pagadera a los Tenedores Elegibles correspondientes en o alrededor de la Fecha de Emisión y Liquidación a través del Agente de Canje y Consentimiento.

Mayoría Requerida:

De acuerdo con los Suplementos de las ON Elegibles, la adopción de las respectivas Modificaciones Propuestas requiere la conformidad de las siguientes mayorías (las "Mayorías Requeridas" o los "Consentimientos Requeridos", indistintamente):

- Para la realización de las modificaciones propuestas conforme el apartado (ii) de la subsección "*Propósito de la Solicitud de Consentimiento*" anterior en esta sección:
  - i. Respecto de las Obligaciones Negociables Clase XL y de las Obligaciones Negociables Clase XLI (en conjunto, las "ONs Elegibles GEMSA-CTR"): tenedores que representen la mayoría simple del capital de las ONs Elegibles GEMSA-CTR en circulación, consideradas en conjunto;
  - ii. Respecto de las Obligaciones Negociables Clase XIX y de las Obligaciones Negociables Clase XX (en conjunto, las "ONs Elegibles AESA"): tenedores que representen la mayoría simple del capital de las ONs Elegibles GEMSA-CTR en circulación, consideradas en conjunto;
- Para la realización de las restantes modificaciones propuestas:
  - i. Respecto de las ONs Elegibles GEMSA-CTR: tenedores que representen por lo menos el 70% del capital de las ONs Elegibles GEMSA-CTR en circulación, consideradas en conjunto;

ii. Respecto de las ONs Elegibles AESA: tenedores que representen por lo menos el 70% del capital de las ONs Elegibles GEMSA-CTR, consideradas en conjunto.

Ofertas Concurrentes:

En forma concurrente con la realización de esta Oferta, las Co-Emisoras están realizando las siguientes Ofertas Concurrentes:

- la Oferta a las ONs Internacionales 2031.
- la Oferta a las ONs No Garantizadas Locales.
- la Oferta a las ONs 2027.

Para mayor detalle y la referencia a los términos definidos, ver la Portada del presente Suplemento.

Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento:

Período durante el cual los Tenedores Elegibles podrán presentar las Instrucciones de Canje y Consentimiento. Es el período comprendido entre el inicio de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento y la Fecha de Expiración. El Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento será informado en el Aviso de Suscripción o a través de la publicación de un aviso complementario a este Suplemento.

Fecha de Expiración:

Es la fecha límite para que los Tenedores Elegibles presenten válidamente las Obligaciones Negociables Elegibles y el Consentimiento, según fuera prorrogada de conformidad con este Suplemento, y que será informada en el Aviso de Suscripción o a través de la publicación de un aviso complementario a este Suplemento (la "Fecha de Expiración").

Demora, prórroga, extinción o modificación de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento:

Las Co-Emisoras se reservan el derecho a prorrogar el Período de Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento y la Fecha de Expiración en cualquier momento y por cualquier motivo, lo cual será informado mediante la publicación de un hecho relevante y un aviso complementario al presente Suplemento.

Las Co-Emisoras se reservan el derecho, sujeto a la ley aplicable, de: (i) demorar la aceptación de las Obligaciones Negociables Elegibles, prorrogar la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento o rescindir la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento para alguna o todas las clases de las Obligaciones Negociables Elegibles en cualquier momento o en forma periódica, según lo dispuesto en este Suplemento; y (ii) modificar, enmendar o dispensar el cumplimiento de, en cualquier momento, o periódicamente, los términos de la Oferta de Canje y de la Solicitud de Consentimiento, incluso a través de la dispensa de alguna condición para la consumación de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, en la medida en que no perjudique a los Tenedores Elegibles que hayan ingresado Instrucciones de Canje y Consentimiento o en caso en que esté permitido por este Suplemento. Caso contrario, se otorgará a los Tenedores Aceptantes un plazo de 10 Días Hábiles para revocar sus aceptaciones mediante notificación al Agente de Canje y Consentimiento por los medios que se establezcan al efecto.

Sujeto a las limitaciones que se describen más arriba, en el supuesto de ejercicio de dicho derecho por las Co-Emisoras, estas realizarán un anuncio público al respecto y distribuirán documentos y/o informaciones adicionales relativas a la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, tan pronto como sea posible.

Revocación del Consentimiento:

Salvo en los casos previstos en, y de conformidad con, el presente Suplemento y/o según sea requerido por la ley aplicable, los Tenedores Elegibles no podrán revocar ni retirar su Consentimiento una vez otorgado. Véase "*Oferta de Canje y Solicitud del Consentimiento –Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. Fecha de Expiración. Prórrogas*" de este Suplemento

El Consentimiento:

Los Tenedores Elegibles declaran y garantizan que, en caso de optar por ingresar a la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, han obtenido la debida información previa y el derecho a manifestarse respecto de las Modificaciones Propuestas, otorgando expresamente el Consentimiento para la implementación de las Modificaciones Propuestas a los términos de las Obligaciones Negociables Elegibles. Asimismo, los Tenedores Elegibles declaran y garantizan que al suscribir en especie las Obligaciones Negociables con sus Obligaciones Negociables Elegibles otorgan de manera simultánea y expresa su Consentimiento a todas y cada una de las respectivas Modificaciones Propuestas.

Una vez recibido el Consentimiento de los Tenedores Elegibles, y en caso de alcanzarse las Mayorías Requeridas en cada caso, las Modificaciones Propuestas podrán entrar en vigencia para todas, alguna o ninguna de las clases de las Obligaciones Negociables Elegibles, y, en dicho caso, resultarán de aplicación para todo el universo de Tenedores Elegibles afectados aunque no hubieran otorgado su Consentimiento, de acuerdo con lo descripto en el presente. Excepto por las modificaciones expresamente previstas en la presente, todos los demás términos de las Obligaciones Negociables Elegibles afectadas se mantendrán inalterados. Las Modificaciones Propuestas se considerarán implementadas en la fecha de publicación de la Enmienda ONs Elegibles.

Procedimiento para participar de la Oferta de Canje y otorgar el Consentimiento:

Las Co-Emisoras celebrarán un acuerdo de servicios con CVSA, en virtud del cual CVSA creará un evento para que los Tenedores Elegibles de cada clase de las Obligaciones Negociables Elegibles puedan manifestar su Consentimiento a las Modificaciones Propuestas y participar de la Oferta de Canje. Los Consentimientos deberán ser manifestados por los Depositantes (conforme se encuentra definido más adelante) a través de

los cuales los inversores mantengan Obligaciones Negociables Elegibles en sus cuentas comitentes, mediante el mecanismo que CVSA informe en uno o más comunicados que distribuirá a los Depositantes (el "Comunicado"). Por ende, los Depositantes deberán otorgar los Consentimientos de sus comitentes en formato electrónico de conformidad con los procedimientos de los sistemas de CVSA en o antes de la Fecha de Expiración. Véase "*Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento*".

El procedimiento de los sistemas de CVSA será considerado como medio fehaciente que garantiza la puesta a disposición de la información relacionada con la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. La no participación de las Tenedores Elegibles en el evento corporativo creado por Caja de Valores será considerada como negativa a la participación.

Las consultas relativas a esta Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento deben dirigirse a los Agentes de Adhesión. Los Agentes de Adhesión actuarán exclusivamente en carácter informativo y no participarán en la recepción de instrucciones, liquidación, acreditación o transferencia de Obligaciones Negociables Elegibles y/o Obligaciones Negociables ni en la implementación del Canje o del Consentimiento, no asumiendo responsabilidad alguna en relación con tales procesos ni estarán facultados para recibir, procesar o ejecutar instrucciones de los Tenedores Elegibles, ni para representarlos en ningún aspecto de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento.

Agente de Canje y Consentimiento: Caja de Valores S.A. (el "Agente de Canje y Consentimiento").

Agentes de Adhesión: Banco de Servicios y Transacciones S.A.U. y SBS Trading S.A. (en conjunto, los "Agentes de Adhesión").

Agente de Cálculo: Conjuntamente, Generación Mediterránea S.A. y Central Térmica Roca S.A. (el "Agente de Cálculo").

Representante de los Tenedores: TMF Trust Company (Argentina) S.A.

Agente Intercreditorio: TMF Trust Company (Argentina) S.A. (el "Agente Intercreditorio").

Comisión de Procesamiento: A modo de reembolso por el tiempo y el costo de procesamiento de la presentación de Obligaciones Negociables Elegibles en la Oferta, las Co-Emisoras pagarán una comisión de procesamiento a los Depositantes a través de los cuales los Tenedores Elegibles participen de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. Esta comisión de procesamiento será igual al 0,1% del valor de capital de las Obligaciones Negociables Elegibles que participen válida y efectivamente de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento a través de cada Depositante. El pago será realizado en o alrededor de la Fecha de Emisión y Liquidación y será realizado a través del Agente de Canje y Consentimiento.

OFERTA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

a) Resumen de los términos y condiciones comunes de las Obligaciones Negociables

A continuación, se resumen los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables. Esta sección deberá ser leída junto con los términos y condiciones descriptos más adelante en "(b) Términos y condiciones particulares de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII", "(c) Términos y condiciones particulares de las Obligaciones Negociables Clase XLIX", "(d) Términos y condiciones particulares de las Obligaciones Negociables Clase L" y "(e) Descripción de la Oferta y Negociación", todo lo cual complementa los términos y condiciones generales que se detallan en "De la Oferta y la Negociación - Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables" del Prospecto.

Co-Emisoras:	Generación Mediterránea S.A. y Central Térmica Roca S.A.
Descripción:	Obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, no subordinadas, garantizadas por el Colateral Timbúes. Las Co-Emisoras serán solidariamente responsables por todas las obligaciones que surjan de las Obligaciones Negociables.
Monto de Emisión en conjunto:	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas por un valor nominal en conjunto de hasta el valor nominal de las Obligaciones Negociables Elegibles más el valor nominal que se emita por las Relaciones de Canje. El valor nominal final de Obligaciones Negociables que efectivamente se emitan será informado mediante un aviso complementario al presente Suplemento (el "Aviso de Resultados"), el cual será publicado tan pronto como sea posible luego del cierre del Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento en los sistemas informativos de BYMA y de A3, en la AIF y en la página web de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar).
Fecha de Emisión y Liquidación:	A más tardar a los 10 Días Hábiles de la Fecha de Expiración, la cual será informada en el Aviso de Resultados, de acuerdo con lo que establezca el Comunicado (la "Fecha de Emisión y Liquidación").
Base de Cálculo de Intereses:	Los intereses se computarán sobre la base de un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días.
Destino de los Fondos:	No se prevé que ingresen fondos en relación con la colocación de las Obligaciones Negociables, en cuanto su integración se realizará exclusivamente en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Elegibles.
Día Hábil:	Se considerará "Día Hábil" a cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales y los mercados de valores autorizados en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.
Montos adicionales:	Las Co-Emisoras realizarán los pagos respecto de las Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales existentes a la fecha del Suplemento, de cualquier naturaleza fijadas por la República Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o Entidad Gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso de que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, las Co-Emisoras, en el mismo momento en que efectúe la retención y/o deducción en cuestión, pagará los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones. En ciertos casos las Co-Emisoras no estarán obligadas a pagar dichos montos adicionales, para mayor detalle, ver "*De la Oferta y la Negociación - Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Montos Adicionales*" del Prospecto.
Rescate y recompra a opción de las Co-Emisoras:	Las Co-Emisoras podrán rescatar, en la medida que se encuentre permitido por la legislación aplicable, a su sola opción, en parte o en su totalidad, las Obligaciones Negociables a un precio equivalente a 100% del capital pendiente de pago, en ambos casos más los intereses devengados e impagos, excluyendo la fecha del rescate en cuestión, más cualquier monto adeudado e impago bajo las Obligaciones Negociables. Para ello, las Co-Emisoras notificarán previamente a los Tenedores de Obligaciones Negociables con una anticipación de no menos de cinco (5) Días Hábiles y no más de quince (15) Días Hábiles de la fecha en la que se realizará el rescate. Sin perjuicio del procedimiento que se establezca para cada caso, se respetará la igualdad de trato de todos los Tenedores. En caso de que las Co-Emisoras lleven a cabo una recompra de las Obligaciones Negociables, deberán informar la misma inmediatamente a través de la publicación de un hecho relevante que se publicará en los sistemas informativos de BYMA y A3 y en la AIF. Asimismo, si luego de la recompra hubiere una Fecha de Pago de Intereses y las Obligaciones Negociables recompradas aún se encontraren en poder de las Co-Emisoras por no haberse cancelado las mismas, las Co-Emisoras deberán informar a CVSA (mediante un aviso de exclusión de pago) esta situación a los fines de que CVSA proceda a excluir del pago de intereses a dichas Obligaciones Negociables recompradas en poder de las Co-Emisoras. El procedimiento de determinación del precio y los términos y condiciones de la recompra de las Obligaciones Negociables serán acordados individualmente con el tenedor de dichas Obligaciones Negociables que corresponda.
Derecho de Rescate en Relación con Ciertas Ofertas:	En relación con cualquier oferta de canje o adquisición de las Obligaciones Negociables (incluyendo, entre otros, cualquier Oferta de Cambio de Control, conforme se encuentra definido más adelante en "*Oferta de las Obligaciones Negociables—e) Descripción de la Oferta y Negociación—Evento de Cambio de Control (aplicable solamente a las Obligaciones Negociables Principales—Procedimientos de Recompra Obligatoria por Evento de Cambio de Control*"), si los tenedores de Obligaciones Negociables que representen al menos el 75,0% del monto de capital total de la clase correspondiente de las Obligaciones Negociables en circulación las ofrecen válidamente y no retiran dichas Obligaciones Negociables en dicha oferta de adquisición, y las Co-Emisoras, o cualquier tercero que realice dicha oferta de adquisición en lugar de las Co-Emisoras, compran todas las Obligaciones Negociables ofrecidas válidamente y no

retiradas por dichos tenedores, las Co-Emisoras o dicho tercero tendrán el derecho, tras dicha fecha de compra, mediante una notificación previa de no menos de 10 días ni más de 60 días, dada no más de 30 días después de dicha fecha de compra o canje, de rescatar todas las Obligaciones Negociables de clase correspondiente que permanezcan en circulación, en su totalidad pero no en parte, a un precio igual al precio (excluyendo cualquier contraprestación por canje temprano) ofrecido a cada otro tenedor de dicha clase de Obligaciones Negociables en dicha oferta de recompra, o en el caso de una oferta de canje, a cambio de una contraprestación equivalente a la proporcionada a los tenedores participantes, más, en la medida en que no esté incluido en el pago de la oferta de adquisición o consideración del canje, los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta (pero excluyendo) la fecha de rescate y todos los Montos Adicionales, si los hubiera, entonces debidos.

Ofertas Obligatorias de Recompra y/o Rescate

Las Obligaciones Negociables estarán sujetas a recompra y/o rescate obligatorio con anterioridad a su fecha de vencimiento en relación con determinados eventos, incluyendo la Capitalización, Exceso de Caja y Ventas de Activos, en cada caso según se describe más adelante en *"(e) Descripción de la Oferta y Negociación - Ofertas Obligatorias para Recomprar y/o Rescatar Obligaciones Negociables*".

Rango y garantía:

Las Obligaciones Negociables serán:

- obligaciones conjuntas y solidarias de las Co-Emisoras;
- garantizadas por un gravamen en primer grado de privilegio sobre el Colateral de Timbúes;
- en la medida que no estén garantizadas por el Colateral de Timbúes, tendrán igual rango de pago con toda otra deuda privilegiada existente y futura de las Co-Emisoras, excepto en el caso de determinadas obligaciones que reciben un trato preferente por ley o por aplicación de la ley;
- tendrán prioridad de pago respecto de toda deuda no garantizada y subordinada existente y futura de las Co-Emisoras, si la hubiera; y
- estarán subordinadas de manera efectiva a toda deuda existente y futura de las Co-Emisoras, en la medida que esté pendiente, que esté garantizada con bienes que no garanticen las Obligaciones Negociables, en su caso, en la medida del valor de los activos que garanticen dicha deuda.

Colateral

La obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital, intereses y montos adicionales adeudados bajo las Obligaciones Negociables estará garantizada por un gravamen en primer grado sobre:

(a) una cesión fiduciaria con fines de garantía otorgada de conformidad con el Contrato de Fideicomiso en Garantía (conforme se define más adelante), que cede todos los derechos, títulos e intereses de GEMSA para recibir cualquier monto y crédito respecto a los créditos bajo los Contratos Cedidos de Timbúes (conforme se define más adelante); y

(b) una prenda con registro de conformidad con el Contrato de Prenda de Timbúes (conforme se define más adelante), que otorga un derecho de garantía en primer grado de privilegio sobre los Equipos de Timbúes (conforme se define más adelante).

Para más información ver "*Oferta de las Obligaciones Negociables — e) Descripción de la Oferta y Negociación - Colateral*" del presente Suplemento.

Pagos:

Todos los pagos de intereses y amortizaciones de las Obligaciones Negociables serán efectuados por las Compañías mediante transferencia de los importes correspondientes a CVSA para su acreditación en las respectivas cuentas de los tenedores de las Obligaciones Negociables (los "Tenedores") con derecho a cobro en la fecha de pago. Las Compañías cumplirán con su obligación de pago mediante la transferencia de los fondos que resulten necesarios a CVSA en la Argentina.

Si cualquier día de pago de cualquier monto bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, dicho pago deberá ser efectuado en el Día Hábil inmediatamente posterior. Cualquier pago adeudado bajo las Obligaciones Negociables efectuado en dicho Día Hábil inmediatamente posterior tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía el mismo, y no se devengarán intereses durante el período comprendido entre dicha fecha de pago y el Día Hábil inmediato posterior, excepto que la Fecha de Vencimiento aplicable, según corresponda, no fuera un Día Hábil, en cuyo caso se devengarán intereses por los días que transcurran hasta el efectivo pago en el Día Hábil inmediatamente posterior.

Las Compañías tendrán a su cargo informar a los Tenedores, a través de la publicación de un aviso de pago de servicios, los importes a ser abonados bajo las Obligaciones Negociables en cada fecha en que corresponda realizar un pago bajo las mismas, discriminando los conceptos.

Forma /Registro:

Cada una de las clases de las Obligaciones Negociables, respectivamente, se encontrarán representadas bajo la forma de un certificado global permanente, que será depositado por las Co-Emisoras en el sistema de depósito colectivo llevado por CVSA de acuerdo con lo establecido por la Ley N°24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados. Los Tenedores renuncian al derecho a exigir la entrega de láminas individuales. Las transferencias se realizarán dentro del sistema de depósito colectivo, conforme a la Ley N°20.643 y sus posteriores modificaciones, encontrándose habilitada la CVSA para cobrar los aranceles de los depositantes, que éstos podrán trasladar a los tenedores.

Ley aplicable:

Las Obligaciones Negociables, el Contrato de Fideicomiso en Garantía y el Contrato de Prenda de Timbúes se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de la República Argentina y en particular

	la LGS, la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Financiamiento Productivo y las Normas de la CNV. El Acuerdo de Acreedores estará regido por las leyes del Estado de Nueva York.
Jurisdicción:	Toda controversia que se suscite entre las Co-Emisoras y/o los Tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la "BCBA") (en virtud del ejercicio de las facultades delegadas por BYMA a la BCBA, de conformidad con lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV), de acuerdo con la reglamentación vigente para el arbitraje de derecho. No obstante lo anterior, los Tenedores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación será ante el tribunal judicial aplicable.
Aprobaciones Societarias:	La emisión de las Obligaciones Negociables fue aprobada por los Directorios de las Co-Emisoras el 25 de marzo de 2026.
Acción ejecutiva:	Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones negociables de conformidad con las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular en el supuesto de incumplimiento por parte de las Co-Emisoras en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, conforme con el artículo 29 de dicha ley, los Tenedores podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados bajo las Obligaciones Negociables. En virtud del régimen de depósito colectivo establecido de conformidad con los términos de la Ley N°24.587, CVSA podrá expedir certificados de tenencia a favor de los titulares en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.
Prescripción:	Conforme lo dispuesto por el Código Civil y Comercial de la Nación en los artículos 2560 y 2562, los reclamos contra las Co-Emisoras por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los cinco y dos años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.
Agente de Canje y Consentimiento	Caja de Valores S.A.
Agentes de Adhesión:	Banco de Servicios y Transacciones S.A.U. y SBS Trading S.A.
Agente de Cálculo:	Conjuntamente, Generación Mediterránea S.A. y Central Térmica Roca S.A.
Representante de los Tenedores:	TMF Trust Company (Argentina) S.A.
Agente Intercreditorio:	TMF Trust Company (Argentina) S.A.
Agente de la Garantía y Fiduciario:	TMF Trust Company (Argentina) S.A.

b) Términos y condiciones particulares de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII

A continuación, se detallan los términos y condiciones particulares correspondientes a las Obligaciones Negociables Clase XLVIII ofrecidas a través de este Suplemento. Esta sección deberá ser leída junto con los términos y condiciones comunes de las Obligaciones Negociables "a) Resumen de los términos y condiciones comunes de las Obligaciones Negociables" y "(e) Descripción de la Oferta y Negociación", además del Prospecto.

Denominación y Clase:	Obligaciones Negociables Clase XLVIII.
Suscripción e Integración:	Las Obligaciones Negociables Clase XLVIII deberán ser integradas exclusivamente en especie mediante la entrega de (i) obligaciones negociables clase XL co-emitidas por las Sociedades el 8 de noviembre de 2024 por un valor nominal total de US$1.647.811, a tasa de interés fija del 11,000% nominal anual, con vencimiento el 1 de noviembre de 2031, cuyos términos y condiciones fueron publicados en el suplemento de prospecto de fecha 4 de noviembre de 2024 (conforme fuera modificado) código de especie CVSA:58220 / código BYMA-A3:MR40O (las "Obligaciones Negociables Clase XL"); y/o (ii) obligaciones negociables clase XIX emitidas originalmente por AESA (fusionada con y absorbida por GEMSA, que es su continuadora) el 8 de noviembre de 2024 por un valor nominal total de US$308.135, a tasa de interés fija del 11,000% nominal anual, con vencimiento el 3 de noviembre de 2031, cuyos términos y condiciones fueron publicados en el suplemento de prospecto de fecha 4 de noviembre de 2024 (conforme fuera modificado) código de especie CVSA:58224 / código BYMA-A3:LECKO (las "Obligaciones Negociables AESA Clase XIX", y junto con las Obligaciones Negociables Clase XL, las "Obligaciones Negociables Elegibles para la Clase XL"). La integración de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII se realizará a la Relación de Canje.
Moneda de Denominación:	Las Obligaciones Negociables Clase XLVIII estarán denominadas en Dólares Estadounidenses.
Moneda de Pago:	Las Obligaciones Negociables Clase XLVIII serán pagaderas en Dólares Estadounidenses. A los fines del presente, se considerará "Dólares Estadounidenses" o "Dólar" o "US$" a la moneda de curso legal en los Estados Unidos. Conforme a lo establecido en el Artículo 4° de la Ley de Obligaciones Negociables cualquier pago de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII será realizado única y exclusivamente en Dólares Estadounidenses, no teniendo efecto cancelatorio ningún pago realizado en cualquier otra moneda que no fuera Dólares Estadounidenses siendo de estricta aplicación lo establecido en el artículo 765 del Código

Civil y Comercial de la Nación, conforme fuera modificado por el Decreto de Necesidad y Urgencia 70/2023 (el "Decreto 70/23"). En caso de que el Decreto 70/23 sea derogado y recobre vigencia el artículo 765 del Código Civil y Comercial de la Nación conforme la redacción previa al dictado del Decreto 70/23, las Compañías renuncian a liberarse de sus obligaciones de pago dando el equivalente en moneda de curso legal, no teniendo efecto cancelatorio ningún pago realizado en cualquier otra moneda que no fuera Dólares Estadounidenses.

Las Co-Emisoras renuncian a invocar en el futuro la norma de los artículos 1077 a 1079 del Código Civil y Comercial de la Nación, teoría de la imprevisión, caso fortuito, fuerza mayor, acto del príncipe, lesión subjetiva, imposibilidad de pago, abuso del derecho, abuso de posición dominante, frustración de la finalidad, principios de equidad, esfuerzo compartido o cualquier otro derecho, y/o cualquier otra doctrina figura o instituto, creado o a crearse en el futuro, legal, jurisprudencial o doctrinariamente, o cualquier otra similar que en base a presuntas e imprevisibles alteraciones en los mercados (o de cualquier otro tipo) persiga el propósito de alterar el compromiso de las Co-Emisoras en relación con lo previsto en el presente Suplemento.

Si en cualquier fecha de pago de capital o intereses con respecto a las Obligaciones Negociables Clase XL, las Sociedades no tuvieran acceso a Dólares Estadounidenses como resultado de una restricción o prohibición legal impuesta en Argentina, las Sociedades deberán cumplir con su obligación mediante la entrega de cualquier título público denominado en Dólares Estadounidenses por un monto y valor nominal cuyo precio de cotización de venta sea equivalente, neto de impuestos, gastos y comisiones que puedan ser de aplicación en relación con la venta de dichos títulos, a una suma de Dólares Estadounidenses igual al monto en Dólares Estadounidenses adeudado en concepto de pago de intereses y/o de amortización bajo las Obligaciones Negociables Clase XLVIII.

Fecha de Vencimiento de la Clase XLVIII: 31 de diciembre de 2034 (la "Fecha de Vencimiento de la Clase XLVIII").

Monto Mínimo de Suscripción: El monto mínimo de suscripción de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII será de US$1 (Dólar Estadounidense uno) y múltiplos de US$1 (Dólar Estadounidense uno) por encima de dicho monto.

Unidad Mínima de Negociación: La unidad mínima de negociación de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII será de US$1 (Dólar Estadounidense uno) y múltiplos de US$1 (Dólar Estadounidense uno) por encima de dicho monto.

Amortización: El capital de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII se pagará en 17 cuotas consecutivas en cada fecha de pago especificada en la tabla a continuación y finalizando en la Fecha de Vencimiento de la Clase XLVIII (cada una, una "Fecha de Amortización de la Clase XLVIII"). Los pagos programados del capital de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII en cada Fecha de Amortización de la Clase XLVIII serán por un monto igual al porcentaje del monto de capital original de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII emitidas en la Fecha de Emisión y Liquidación:

Fecha de Amortización	Porcentaje del capital a amortizar[(1)]	Fecha de Amortización	Porcentaje del capital a amortizar[(1)]
31 de diciembre de 2026	3.0%	30 de junio de 2031	6.0%
30 de junio de 2027	3.0%	31 de diciembre de 2031	6.0%
31 de diciembre de 2027	5.0%	30 de junio de 2032	6.0%
30 de junio de 2028	6.0%	31 de diciembre de 2032	6.0%
31 de diciembre de 2028	6.0%	30 de junio de 2033	7.0%
30 de junio de 2029	6.0%	31 de diciembre de 2033	7.0%
31 de diciembre de 2029	6.0%	30 de junio de 2034	7.5%
30 de junio de 2030	6.0%	31 de diciembre de 2034	Importe de capital pendiente
31 de diciembre de 2030	6.0%		

(1) Cualquier rescate opcional u otra recompra de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII se aplicará contra las cuotas de amortización en orden inverso de vencimiento.

Tasa de Interés: Las Obligaciones Negociables Clase XLVIII devengarán intereses a una tasa de interés fija escalonada conforme al siguiente detalle (la "Tasa de Interés de la Clase XLVIII"):

- desde (e incluyendo) la Fecha de Emisión y Liquidación hasta (pero excluyendo) el 30 de junio de 2028, a una tasa igual al 7,500% anual;
- desde (e incluyendo) el 30 de junio de 2028 hasta (pero excluyendo) el 30 de junio de 2030, a una tasa igual al 8,000% anual; y
- desde (e incluyendo) el 30 de junio de 2030 hasta (pero excluyendo) la fecha en que se pagan íntegramente las Obligaciones Negociables Clase XLVIII, a una tasa igual al 9,000% anual.

Fechas de Pago de Intereses: Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII se pagarán semestralmente en forma vencida cada 30 de junio y 31 de diciembre, comenzando el 31 de diciembre de 2026 (con el primer periodo de interés desde (e incluyendo) la Fecha de Emisión y Liquidación hasta (pero excluyendo) el 31 de diciembre

de 2026) (cada una, una "Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLVIII"). La última Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLVIII coincidirá con la Fecha de Vencimiento de la Clase XLVIII.

Período de Devengamiento de Intereses: Será el período comprendido entre una Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLVIII y la Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLVIII inmediatamente posterior, incluyendo el primer día y excluyendo el último día. Respecto de la primera Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLVIII, se considerará período de devengamiento de intereses el comprendido entre la Fecha de Emisión y Liquidación y la primera Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLVIII, incluyendo el primer día y excluyendo el último día. Respecto de la última Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLVIII, se considerará período de devengamiento de intereses el comprendido entre la Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLVIII inmediata anterior a la Fecha de Vencimiento de la Clase XLVIII (inclusive) y la Fecha de Vencimiento de la Clase XLVIII (exclusive).

c) Términos y condiciones particulares de las Obligaciones Negociables Clase XLIX

A continuación, se detallan los términos y condiciones particulares correspondientes a las Obligaciones Negociables Clase XLIX ofrecidas a través de este Suplemento. Esta sección deberá ser leída junto con los términos y condiciones comunes de las Obligaciones Negociables "a) Resumen de los términos y condiciones comunes de las Obligaciones Negociables" y "(e) Descripción de la Oferta y Negociación", además del Prospecto.

Denominación y Clase: Obligaciones Negociables Clase XLIX.

Suscripción e Integración: Las Obligaciones Negociables Clase XLIX deberán ser integradas exclusivamente en especie mediante la entrega de: (i) obligaciones negociables clase XLI co-emitidas por las Sociedades el 8 de noviembre de 2024 por un valor nominal total de US$15.438.581, a una tasa de interés fija del 11%, con vencimiento el 1 de noviembre de 2031, cuyos términos y condiciones fueron publicados en el suplemento de prospecto de fecha 4 de noviembre de 2024 (conforme fuera modificado); código de especie CVSA: / código BYMA-A3: MR41O (las "Obligaciones Negociables Clase XLI"); y/o (ii) obligaciones negociables clase XX emitidas originalmente por AESA (fusionada con y absorbida por GEMSA, que es su continuadora) el 8 de noviembre de 2024 por un valor nominal total de US$11.769.050, a tasa de interés fija del 11,000% nominal anual, con vencimiento el 3 de noviembre de 2031, cuyos términos y condiciones fueron publicados en el suplemento de prospecto de fecha 4 de noviembre de 2024 (conforme fuera modificado) código de especie CVSA: 58225 / código BYMA-A3: LECLO (las "Obligaciones Negociables AESA Clase XX", y junto con las Obligaciones Negociables Clase XLI, las "Obligaciones Negociables Elegibles para la Clase XLIX", y junto con las Obligaciones Negociables Elegibles para la Clase XLVIII, las "Obligaciones Negociables Elegibles" o las "ONs Elegibles", indistintamente). La integración en especie de las Obligaciones Negociables Clase XLIX se realizará a la Relación de Canje.

Moneda de Denominación: Las Obligaciones Negociables Clase XLIX estarán denominadas en Dólares Estadounidenses.

Moneda de Pago: Las Obligaciones Negociables Clase XLIX serán pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable. Los pagos de las sumas de capital, servicios de intereses y demás sumas que correspondan bajo las mismas serán realizados en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable.

Tipo de Cambio Aplicable: A los fines del presente, se considerará "Tipo de Cambio Aplicable" al promedio aritmético simple de los tres (3) Días Hábiles anteriores a la Fecha de Cálculo Clase XLIX correspondiente al tipo de cambio establecido en la Comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina ("BCRA" o "Banco Central", indistintamente) para el Dólar Estadounidense (u otra norma que pudiera reemplazarla o modificarla) publicado en su sitio web (que a la fecha es www.bcra.gob.ar – Publicaciones y Estadísticas – Estadísticas – Cambiarias - Tipos de Cambios), redondeado a cuatro (4) decimales, calculado por el Agente de Cálculo.

En el caso en que el tipo de cambio establecido por el BCRA a través de la Comunicación "A" 3500 (o cualquier modificación futura) no esté disponible o haya un desdoblamiento, el Tipo de Cambio Aplicable será el promedio aritmético del tipo de cambio vendedor Peso/Dólar informado por los tres bancos privados argentinos con el mayor volumen de operaciones de comercio exterior conforme a información publicada por el BCRA en su sitio web (que al día de la fecha se encuentra en www.bcra.gob.ar/Pdfs(Estadisticas/Rankings.xls).

Tipo de Cambio Inicial: Será el tipo de cambio establecido en la Comunicación "A" 3500 del BCRA para el Dólar Estadounidense (u otra norma que pudiera reemplazarla o modificarla) publicado en su sitio web (que a la fecha es www.bcra.gob.ar – Publicaciones y Estadísticas – Estadísticas – Cambiarias – Tipos de Cambios), redondeado a cuatro (4) decimales, del 13 de mayo de 2026, es decir, $1.389,2073 por cada US$1.

Fecha de Cálculo: Será la fecha que corresponda al quinto Día Hábil anterior a cada Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLIX, Fecha de Amortización de la Clase XLIX o Fecha de Vencimiento de la Clase XLIX o de la fecha en que se deban pagar sumas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable bajo las Obligaciones Negociables Clase XLIX (la "Fecha de Cálculo Clase XLIX").

Renuncia: Las Co-Emisoras reconocen y declaran que los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase XLIX denominadas en Dólares Estadounidenses reflejan su intención y voluntad de endeudarse en Dólares Estadounidenses y asumir el riesgo de su endeudamiento en dicha moneda, previéndose la integración y el pago de los servicios en Pesos como una modalidad de mecánica en el funcionamiento de las disposiciones contractuales de las Obligaciones Negociables Clase XLIX y de sus obligaciones de pago en Dólares Estadounidenses que no deben ser tomadas como un mecanismo de ajuste, indexación o repotenciación de deudas prohibido bajo el Artículo 7 de la Ley N°23.928 y normas modificatorias.

Consecuentemente, y a todo evento, las Co-Emisoras renuncian expresamente a excusar con causa en una violación al Artículo 7 de la Ley N° 23.928 y concordantes, su obligación de pago de la cantidad de Pesos

equivalentes a Dólares Estadounidenses (al Tipo de Cambio Aplicable) tal como se establece en el presente o a reclamar la nulidad de la denominación en Dólares Estadounidenses de dichas obligaciones, o la nulidad de la variación del capital objeto de su obligación de pago por la eventual diferencia que pueda existir entre el Tipo de Cambio de Integración a la fecha de integración del capital y el Tipo de Cambio Aplicable a las fechas en las que corresponda efectuar pagos o la reducción o ajuste de sus obligaciones denominadas en Dólares Estadounidenses bajo las Obligaciones Negociables Clase XLIX o cualquier otro reclamo que pueda tener un efecto similar o análogo.

Asimismo, las Co-Emisoras asumen el riesgo de una interpretación adversa para los inversores de los términos de la Ley N°23.928 en la forma antes descripta y asume como una obligación separada e independiente de las Obligaciones Negociables Clase XLIX, la obligación de indemnizar solidariamente en los términos del art. 827 del Código Civil y Comercial de la Nación a los inversores por la pérdida que puedan sufrir como consecuencia de una Sentencia de forma tal que los inversores reciban, aún en caso de dicha interpretación adversa, exclusivamente los montos que le hubieran correspondido de conformidad con el Tipo de Cambio Aplicable y los demás términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase XLIX.

Fecha de Vencimiento de la Clase XLIX: 31 de diciembre de 2034 (la "Fecha de Vencimiento de la Clase XLIX").

Monto Mínimo de Suscripción: El monto mínimo de suscripción de las Obligaciones Negociables Clase XLIX será de US$1 (Dólar Estadounidense uno) y múltiplos de US$1 (Dólar Estadounidense uno) por encima de dicho monto.

Unidad Mínima de Negociación y Denominación Mínima: La unidad mínima de negociación y la denominación mínima de las Obligaciones Negociables Clase XLIX será de US$1 (Dólar Estadounidense uno) y múltiplos de US$1 (Dólar Estadounidense uno) por encima de dicho monto.

Amortización: El capital de las Obligaciones Negociables Clase XLIX se pagará en 17 cuotas consecutivas en cada fecha de pago especificada en la tabla a continuación y finalizando en la Fecha de Vencimiento de la Clase XLIX (cada una, una "Fecha de Amortización de la Clase XLIX"). Los pagos programados del capital de las Obligaciones Negociables Clase XLIX en cada Fecha de Amortización de la Clase XLIX serán por un monto igual al porcentaje del monto de capital original de las Obligaciones Negociables Clase XLIX emitidas en la Fecha de Emisión y Liquidación:

Fecha de Amortización	Porcentaje del capital a amortizar[(1)]	Fecha de Amortización	Porcentaje del capital a amortizar[(1)]
31 de diciembre de 2026	3,0%	30 de junio de 2031	6,0%
30 de junio de 2027	3,0%	31 de diciembre de 2031	6,0%
31 de diciembre de 2027	5,0%	30 de junio de 2032	6,0%
30 de junio de 2028	6,0%	31 de diciembre de 2032	6,0%
31 de diciembre de 2028	6,0%	30 de junio de 2033	7,0%
30 de junio de 2029	6,0%	31 de diciembre de 2033	7,0%
31 de diciembre de 2029	6,0%	30 de junio de 2034	7,5%
30 de junio de 2030	6,0%	31 de diciembre de 2034	Importe de capital pendiente
31 de diciembre de 2030	6,0%		

(1) Cualquier rescate opcional u otra recompra de las Obligaciones Negociables Clase XLIX se aplicará contra las cuotas de amortización en orden inverso de vencimiento.

Tasa de Interés: Las Obligaciones Negociables Clase XLIX devengarán intereses a una tasa de interés fija escalonada conforme al siguiente detalle (la "Tasa de Interés de la Clase XLIX"):

- desde (e incluyendo) la Fecha de Emisión y Liquidación hasta (pero excluyendo) el 30 de junio de 2028, a una tasa igual al 7,500% anual;
- desde (e incluyendo) el 30 de junio de 2028 hasta (pero excluyendo) el 30 de junio de 2030, a una tasa igual al 8,000% anual; y
- desde (e incluyendo) el 30 de junio de 2030 hasta (pero excluyendo) la fecha en que se pagan íntegramente las Obligaciones Negociables Clase XLIX, a una tasa igual al 9,000% anual.

Fechas de Pago de Intereses: Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XLIX se pagarán semestralmente en forma vencida cada 30 de junio y 31 de diciembre, comenzando el 31 de diciembre de 2026 (con el primer periodo de interés desde (e incluyendo) la Fecha de Emisión y Liquidación hasta (pero excluyendo) el 31 de diciembre de 2026) (cada una, una "Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLIX", y junto con las Fechas de Pago de Intereses de la Clase XLVIII, las "Fechas de Pago de Intereses de las ONs Principales"). La última Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLIX coincidirá con la Fecha de Vencimiento de la Clase XLIX.

Período de Devengamiento de Intereses: Será el período comprendido entre una Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLIX y la Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLIX inmediatamente posterior, incluyendo el primer día y excluyendo el último día. Respecto de la primera Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLIX, se considerará período de devengamiento de intereses el comprendido entre la Fecha de Emisión y Liquidación y la primera Fecha

de Pago de Intereses de la Clase XLIX, incluyendo el primer día y excluyendo el último día. Respecto de la última Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLIX, se considerará período de devengamiento de intereses el comprendido entre la Fecha de Pago de Intereses de la Clase XLIX inmediata anterior a la Fecha de Vencimiento de la Clase XLIX (inclusive) y la Fecha de Vencimiento de la Clase XLIX (exclusive).

d) Términos y condiciones particulares de las Obligaciones Negociables Clase L

A continuación, se detallan los términos y condiciones particulares correspondientes a las Obligaciones Negociables Clase L ofrecidas a través de este Suplemento. Esta sección deberá ser leída junto con los términos y condiciones comunes de las Obligaciones Negociables "a) Resumen de los términos y condiciones comunes de las Obligaciones Negociables" y "(e) Descripción de la Oferta y Negociación", además del Prospecto.

Denominación y Clase:	Obligaciones Negociables Clase L.
Suscripción e Integración:	Las Obligaciones Negociables Clase L deberán ser integradas exclusivamente en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Elegibles. La integración en especie de las Obligaciones Negociables Clase L se realizará a la Relación de Canje L.
Monto máximo de emisión:	El monto máximo de emisión de las Obligaciones Negociables Clase L será de hasta US$4.567.185.
Moneda de Denominación:	Las Obligaciones Negociables Clase L estarán denominadas en Dólares Estadounidenses.
Moneda de Pago:	Las Obligaciones Negociables Clase L serán pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable. Los pagos de las sumas de capital, servicios de intereses y demás sumas que correspondan bajo las mismas serán realizados en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable.
Tipo de Cambio Aplicable:	A los fines del presente, se considerará "Tipo de Cambio Aplicable" al promedio aritmético simple de los tres (3) Días Hábiles anteriores a la Fecha de Cálculo Clase L correspondiente al tipo de cambio establecido en la Comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina ("BCRA" o "Banco Central", indistintamente) para el Dólar Estadounidense (u otra norma que pudiera reemplazarla o modificarla) publicado en su sitio web (que a la fecha es www.bcra.gob.ar – Publicaciones y Estadísticas – Estadísticas – Cambiarias - Tipos de Cambios), redondeado a cuatro (4) decimales, calculado por el Agente de Cálculo. En el caso en que el tipo de cambio establecido por el BCRA a través de la Comunicación "A" 3500 (o cualquier modificación futura) no esté disponible o haya un desdoblamiento, el Tipo de Cambio Aplicable será el promedio aritmético del tipo de cambio vendedor Peso/Dólar informado por los tres bancos privados argentinos con el mayor volumen de operaciones de comercio exterior conforme a información publicada por el BCRA en su sitio web (que al día de la fecha se encuentra en www.bcra.gob.ar/Pdfs(Estadisticas/Rankings.xls).
Tipo de Cambio Inicial:	Será el tipo de cambio establecido en la Comunicación "A" 3500 del BCRA para el Dólar Estadounidense (u otra norma que pudiera reemplazarla o modificarla) publicado en su sitio web (que a la fecha es www.bcra.gob.ar – Publicaciones y Estadísticas – Estadísticas – Cambiarias – Tipos de Cambios), redondeado a cuatro (4) decimales, del 13 de mayo de 2026, es decir, $1389,2073 por cada US$1.
Fecha de Cálculo:	Será la fecha que corresponda al quinto Día Hábil anterior a cada Fecha de Pago de Intereses de la Clase L, Fecha de Amortización de la Clase L o Fecha de Vencimiento de la Clase L o de la fecha en que se deban pagar sumas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable bajo las Obligaciones Negociables Clase L (la "Fecha de Cálculo Clase L").
Renuncia:	Las Co-Emisoras reconocen y declaran que los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase L denominadas en Dólares Estadounidenses reflejan su intención y voluntad de endeudarse en Dólares Estadounidenses y asumir el riesgo de su endeudamiento en dicha moneda, previéndose la integración y el pago de los servicios en Pesos como una modalidad de mecánica en el funcionamiento de las disposiciones contractuales de las Obligaciones Negociables Clase L y de sus obligaciones de pago en Dólares Estadounidenses que no deben ser tomadas como un mecanismo de ajuste, indexación o repotenciación de deudas prohibido bajo el Artículo 7 de la Ley N°23.928 y normas modificatorias. Consecuentemente, y a todo evento, las Co-Emisoras renuncian expresamente a excusar con causa en una violación al Artículo 7 de la Ley N° 23.928 y concordantes, su obligación de pago de la cantidad de Pesos equivalentes a Dólares Estadounidenses (al Tipo de Cambio Aplicable) tal como se establece en el presente o a reclamar la nulidad de la denominación en Dólares Estadounidenses de dichas obligaciones, o la nulidad de la variación del capital objeto de su obligación de pago por la eventual diferencia que pueda existir entre el Tipo de Cambio de Integración a la fecha de integración del capital y el Tipo de Cambio Aplicable a las fechas en las que corresponda efectuar pagos o la reducción o ajuste de sus obligaciones denominadas en Dólares Estadounidenses bajo las Obligaciones Negociables Clase L o cualquier otro reclamo que pueda tener un efecto similar o análogo. Asimismo, las Co-Emisoras asumen el riesgo de una interpretación adversa para los inversores de los términos de la Ley N°23.928 en la forma antes descripta y asume como una obligación separada e independiente de las Obligaciones Negociables Clase L, la obligación de indemnizar solidariamente en los términos del art. 827 del Código Civil y Comercial de la Nación a los inversores por la pérdida que puedan sufrir como consecuencia de una Sentencia de forma tal que los inversores reciban, aún en caso de dicha interpretación adversa, exclusivamente los montos que le hubieran correspondido de conformidad con el Tipo de Cambio Aplicable y los demás términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase L.
Fecha de Vencimiento de la Clase L:	30 de junio de 2036 (la "Fecha de Vencimiento de la Clase L", y junto con la Fecha de Vencimiento de la Clase XLVIII y la Fecha de Vencimiento de la Clase XLIX, las "Fechas de Vencimiento").

Monto Mínimo de Suscripción: El monto mínimo de suscripción de las Obligaciones Negociables Clase L será de US$1 (Dólar Estadounidense uno) y múltiplos de US$1 (Dólar Estadounidense uno) por encima de dicho monto.

Unidad Mínima de Negociación y Denominación Mínima: La unidad mínima de negociación y la denominación mínima de las Obligaciones Negociables Clase L será de US$1 (Dólar Estadounidense uno) y múltiplos de US$1 (Dólar Estadounidense uno) por encima de dicho monto.

Amortización: El capital de las Obligaciones Negociables Clase L se pagará en 3 cuotas consecutivas en cada fecha de pago especificada en la tabla a continuación y finalizando en la Fecha de Vencimiento de la Clase L (cada una, una "Fecha de Amortización de la Clase L"). Los pagos programados del capital de las Obligaciones Negociables Clase L en cada Fecha de Amortización de la Clase L serán por un monto igual al porcentaje del monto de capital de las Obligaciones Negociables Clase L emitidas y en circulación en la Fecha de Pago en Especie Final (conforme se define más adelante):

Fecha de Amortización	Porcentaje del capital a amortizar[(1)]	Fecha de Amortización	Porcentaje del capital a amortizar[(1)]
30 de junio de 2035	22,5%	30 de junio de 2036	Importe de capital pendiente
31 de diciembre de 2035	22,5%		

(1) Cualquier rescate opcional u otra recompra de las Obligaciones Negociables Clase L se aplicará contra las cuotas de amortización en orden inverso de vencimiento.

Tasa de Interés: Las Obligaciones Negociables Clase L devengarán intereses a una tasa de interés fija escalonada conforme al siguiente detalle (la "Tasa de Interés de la Clase XLIX"):

- desde (e incluyendo) la Fecha de Emisión y Liquidación hasta (pero excluyendo) el 31 de diciembre de 2034 (la "Fecha de Pago en Especie Final"), a una tasa igual al 10,500% anual; y
- desde (e incluyendo) la Fecha de Pago en Especie Final hasta (pero excluyendo) la Fecha de Vencimiento de la Clase L, a una tasa igual al 4,000% anual.

Desde (e incluyendo) la Fecha de Emisión y Liquidación (pero excluyendo) la Fecha de Pago en Especie Final, los intereses de las Obligaciones Negociables Clase L serán pagaderos exclusivamente en especie, y podrá ser a opción de las Co-Emisoras (i) en la forma de Obligaciones Negociables Clase L Adicionales, o (ii) mediante el aumento del valor nominal residual correspondiente a cada Obligación Negociables Clase L en circulación (cada uno, un "Pago en Especie"), excepto en el caso de recompra o rescate de las Obligaciones Negociables Clase L si fuese elegido por las Co-Emisoras a su sola discreción, en cuyo caso los intereses serán pagaderos en efectivo.

En caso que las Co-Emisoras elijan no ejercer la opción de realizar un Pago en Especie, y en su lugar realizar el pago de los intereses devengados sobre las Obligaciones Negociables Clase L en efectivo, las Co-Emisoras deberán informar tal elección en el correspondiente aviso de pago. Sin aclaración expresa en ese sentido, el interés sobre las Obligaciones Negociables Clase L será pagadero en la forma de Pago en Especie hasta (pero excluyendo) a la Fecha de Pago en Especie Final según corresponda.

Fechas de Pago de Intereses: Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase L se pagarán con Pagos en Especie semestralmente en forma vencida cada 30 de junio y 31 de diciembre de cada año previo a 2035 y en la Fecha de Pago en Especie Final (cada una, una "Fecha de Pago en Especie"), comenzando el 31 de diciembre de 2026 (con el primer periodo de interés desde (e incluyendo) la Fecha de Emisión y Liquidación hasta (pero excluyendo) el 31 de diciembre de 2026), mediante la capitalización de dicho interés devengado (redondeado al múltiplo de US$1,00 más cercano) y agregándolo al monto de capital de las Obligaciones Negociables Clase L.

Desde (e incluyendo) la Fecha de Pago en Especie Final hasta (pero excluyendo) la fecha en la que las Obligaciones Negociables L son repagadas en su totalidad, el interés sobre las Obligaciones Negociables Clase L solamente será pagadero en efectivo. El interés en efectivo sobre las Obligaciones Negociables Clase L será pagadero semestralmente en forma vencida cada 30 de junio y 31 de diciembre de cada año, empezando el 30 de junio de 2035 (cada una, una "Fecha de Pago en Efectivo", y junto con las Fechas de Pago en Especie, las "Fechas de Pago de Intereses de la Clase L").

La última Fecha de Pago de Intereses de la Clase L coincidirá con la Fecha de Vencimiento de la Clase L.

Período de Devengamiento de Intereses: Será el período comprendido entre una Fecha de Pago de Intereses de la Clase L y la Fecha de Pago de Intereses de la Clase L inmediatamente posterior, incluyendo el primer día y excluyendo el último día. Respecto de la primera Fecha de Pago de Intereses de la Clase L, se considerará período de devengamiento de intereses el comprendido entre la Fecha de Emisión y Liquidación y la primera Fecha de Pago de Intereses de la Clase L, incluyendo el primer día y excluyendo el último día. Respecto de la última Fecha de Pago de Intereses de la Clase L, se considerará período de devengamiento de intereses el comprendido entre la Fecha de Pago de Intereses de la Clase L inmediata anterior a la Fecha de Vencimiento de la Clase L (inclusive) y la Fecha de Vencimiento de la Clase L (exclusive).

Obligaciones Negociables Clase L Adicionales: En relación con el Pago en Especie sobre las Obligaciones Negociables Clase L, y para el caso que las Co-Emisoras opten por realizar el pago con obligaciones negociables adicionales, ellas emitirán, sin el consentimiento de los tenedores, Obligaciones Negociables Clase L adicionales (las "Obligaciones Negociables Clase L Adicionales") en los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables Clase L ofertadas mediante el presente o incrementarán el monto de capital en circulación de las Obligaciones Negociables Clase L en los montos correspondientes conforme al Pago en Especie Aplicable. Las Obligaciones Negociables Clase L Adicionales serán parte de la misma emisión que las

Obligaciones Negociables Clase L ofrecidas mediante el presente para todos los propósitos, incluyendo, sin limitación, renuncias, enmiendas, rescates y ofertas de compra. Excepto que el contexto requiera lo contrario, para todos los propósitos del presente, (1) las referencias a las Obligaciones Negociables Clase L incluyen cualquier Obligación Negociable Adicional Clase L efectivamente emitida y (2) referencias a "monto de capital" de las Obligaciones Negociables Clase L incluyen cualquier incremente en el monto de capital de las Obligaciones Negociables Clase L en circulación (incluyendo las Obligaciones Negociables Adicionales Clase L) como resultado de un Pago en Especie.

e) Descripción de la Oferta y Negociación

A continuación, se describen los términos y condiciones adicionales de las Obligaciones Negociables, los cuales deberán ser leídos junto con los términos y condiciones descriptos en la sección "—a) Resumen de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables" del presente, todo lo cual complementa los términos y condiciones generales que se detallan en la sección "Resumen de los Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables" del Prospecto.

Los términos utilizados en la presente Sección que no han sido definidos con anterioridad se encuentran definidos al final de la Sección, bajo el título "*Definiciones*".

Breve Descripción de las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables serán:

- obligaciones conjuntas y solidarias de las Co-Emisoras;
- garantizadas por un gravamen en primer grado de privilegio sobre el Colateral de Timbúes;
- en la medida en que no estén garantizadas por el Colateral de Timbúes, tendrán igual rango de pago que toda otra deuda privilegiada existente y futura de las Co-Emisoras, excepto en el caso de determinadas obligaciones que reciben un trato preferente por ley o por aplicación de la ley;
- tendrán prioridad de pago respecto de toda deuda no garantizada y subordinada existente y futura de las Co-Emisoras, si la hubiera; y
- estarán subordinadas de manera efectiva a toda deuda existente y futura de las Co-Emisoras, en la medida que esté pendiente, que esté garantizada con bienes que no garanticen las Obligaciones Negociables, en su caso, en la medida del valor de los activos que garanticen dicha deuda.

Ofertas Obligatorias para Recomprar y/o Rescatar Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables estarán sujetas a la recompra y/o rescate obligatorio antes de su vencimiento en los siguientes supuestos:

Capitalización

Rescate por Capitalización

En caso de que ocurra una Capitalización, las Co-Emisoras deberán, tan pronto como sea posible, luego de la efectiva recepción de los ingresos de dicha Capitalización (y no más tarde que la fecha en la que se cumplen seis meses calendarios desde la fecha de recepción de dichos Ingresos Netos en Efectivo), aplicar por lo menos el 40,0% de los Ingresos Netos en Efectivo de dicha Capitalización (dicho 40,0% de los Ingresos Netos en Efectivo de una Capitalización, los "Ingresos de Capital para Recompra y/o Rescate") para prepagar, rescatar, recomprar o de otra forma adquirir o retirar por valor cualquier combinación de ONs Clase XLVI, ONs Clase XLVII, y/u Obligaciones Negociables de los tenedores correspondientes, más cualquier interés devengado y no pagado sobre ellas y montos adicionales (incluyendo Montos Adicionales respecto de las Obligaciones Negociables), si los hubiera, hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate o recompra, según corresponda; estipulándose que, si las Co-Emisoras optan por prepagar, rescatar, recomprar o de cualquier otro modo adquirir o retirar por un valor cualquier Obligación Negociable, el monto de los Ingresos de Capital para Recompra y/o Rescate utilizado para dichos fines no deberá exceder, (i) respecto de las Obligaciones Negociables Principales, la proporción que las Obligaciones Negociables Principales guarden respecto de la suma de las ONs Clase XLVI y las Obligaciones Negociables Principales en circulación en ese momento, y (ii) respecto de las Obligaciones Negociables Clase L, la proporción que las Obligaciones Negociables Clase L guarden respecto de la suma de las ONs Clase XLVII y las Obligaciones Negociables Clase L en circulación en ese momento.

Ingresos Netos en Efectivo remanentes de una Capitalización

Los Ingresos Netos en Efectivo de cualquier Capitalización que no constituyan Ingresos de Capital para Recompra y/o Rescate pueden aplicarse en cualquier momento, a discreción exclusiva de las Co-Emisoras, (i) para fines corporativos generales de las Co-Emisoras y sus Subsidiarias (excepto el prepago, compra, cancelación, rescate, recompra u otra adquisición o retiro por valor de las SUNs) o (ii) para el prepago, compra, cancelación, rescate, recompra u otra adquisición o retiro por valor de los SUNs a un precio de compra que no supere el Precio Máximo de Compra de los SUNs.

Limitación al Rescate por Capitalización

Sin perjuicio de cualquier disposición en contrario en esta sección "*—Capitalización*", las Co-Emisoras no estarán obligadas a ofrecer la compra o el rescate de las Obligaciones Negociables si (i) el monto de los Ingresos de Capital para Recompra y/o Rescate disponibles para aplicación de acuerdo con este apartado "*—Rescate por Capitalización*" es menos que US$2.000.000 (el "Límite de Rescate"), o (ii) dicha oferta de compra o rescate de las Obligaciones Negociables violara alguna Restricción de Pago aplicable y vigente a la fecha en la cual las Co-Emisoras están obligadas a ofrecer la compra o rescatar las Obligaciones Negociables de conformidad con este apartado "*—Rescate por Capitalización*"; entendiéndose que, una vez que dicha Restricción de Pago no esté más en vigencia, las Co-Emisoras deberán de inmediato aplicar dichos Ingresos de Capital para Recompra y/o Rescate para rescatar las Obligaciones Negociables al momento en que dicha Restricción de Pago deje de estar en vigencia, y entendiéndose que las Co-Emisoras deberán emplear sus mejores esfuerzos para superar dicha Restricción de Pago tan pronto como sea posible mientras esté en vigencia.

Recompra y/o Rescate por Exceso de Caja

Aplicación de Exceso de Caja

Si GEMSA y sus Subsidiarias tienen Exceso de Caja para el período de seis meses que finaliza el último día de un mes calendario en el que cae una Fecha de Pago de Intereses de las ONs Principales (comenzando con, e incluyendo, la primera Fecha de Pago de Intereses de las ONs Principales), las Co-Emisoras deberán solicitar, a más tardar 15 Días Hábiles (o, en el caso de una Restricción FX, el plazo que resulte anterior entre: 30 días o el período más corto permitido por dicha Restricción FX) siguientes a dicha Fecha de Pago de Intereses de las ONs Principales, dicho Exceso de Caja para (a) primero, rescatar las Obligaciones Negociables Clase L y las ONs Clase XLVII (a pro rata en forma de "distribución directa"), en cada caso, a un precio de compra igual al 100% del monto de capital de las mismas, y (b) luego, tras el repago, rescate o recompra total de las ONs Clase XLVII y las Obligaciones Negociables Clase L, rescatar las Obligaciones Negociables Principales y las ONs Clase XLVI(a pro rata en forma de "distribución directa"), en cada caso, a un precio de compra igual al 100% del capital más intereses devengados sobre ellas y no pagados y los montos adicionales a ellas (incluyendo los Montos Adicionales respecto de las Obligaciones Negociables Principales), si los hubiera, hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate (sujeto al derecho de los tenedores registrados en la fecha de registro correspondiente a recibir los intereses pagaderos en la fecha de pago correspondiente en la medida en que dicha fecha sea anterior a la fecha de rescate), siempre que (i) el monto de Exceso de Caja utilizado para el rescate de las Obligaciones Negociables Principales no exceda la proporción que dichas Obligaciones Negociables Principales representen respecto de la suma de las ONs Clase XLVI y las Obligaciones Negociables Principales en circulación en ese momento, y (ii) el monto de Exceso de Caja usado para el rescate de las Obligaciones negociables Clase L no exceda la proporción que dichas Obligaciones Negociables Clase L representen respecto de la suma de las ONs Clase XLVII y las Obligaciones Negociables Clase L en circulación en ese momento.

Limitación a la Recompra Obligatoria por Exceso de Caja

Sin perjuicio de ninguna disposición anterior en contrario, las Co-Emisoras no estarán obligadas a ofrecer el rescate de las Obligaciones Negociables por Exceso de Caja (i) si el importe del Exceso de Caja para el periodo relevante es inferior al Límite de Rescate, o (ii) cualquier oferta de compra o rescate de Obligaciones Negociables violara cualquier Restricción de Pago aplicable vigente en la Fecha de Emisión Internacional y en la fecha en que las Co-Emisoras estén obligadas para ofrecer la compra o rescatar las Obligaciones Negociables conforme a esta sección "*—Recompra o Rescate por Exceso de Caja*"; se entiende que, una vez que dicha Restricción de Pago aplicable deje de estar en vigencia, las Co-Emisoras deberán aplicar dicho Exceso de Caja para rescatar las Obligaciones Negociables en el momento en que dicha Restricción de Pago deje de estar en vigencia; y entendiéndose que las Co-Emisoras deberán emplear sus mejores esfuerzos para superar dicha Restricción de Pago tan pronto como sea posible mientras esté en vigencia.

Evento de Cambio de Control (aplicable solamente a las Obligaciones Negociables Principales)

Recompra por Evento de Cambio de Control

Ante la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control, cada tenedor de Obligaciones Negociables Principales tendrá el derecho de exigir que las Co-Emisoras compren la totalidad o una parte (en denominaciones mínimas de US$1,00 y múltiplos enteros de US$1,00 superiores a esa cantidad; siempre que el monto de capital restante de la Obligación Negociable Principal de dicho tenedor no sea inferior a US$1,00) de sus Obligaciones Negociables Principales a un precio de compra en efectivo igual al 101,0% del monto de capital de las mismas, más los Montos Adicionales e intereses devengados y no pagados hasta, pero excluyendo, la fecha de compra (sujeto al derecho de los tenedores registrados en la fecha de registro correspondiente de recibir los intereses adeudados en la Fecha de Pago de Cambio de Control correspondiente) (el "Pago por Cambio de Control").

Las Co-Emisoras no estarán obligadas a realizar una Oferta de Cambio de Control tras la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control si (1) un tercero realiza la Oferta de Cambio de Control de manera, en los plazos y de otra forma en cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente Suplemento y equivalentes a los exigidos bajo las ONs Internacionales aplicables a una oferta de cambio de control con respecto a un Evento de Cambio de Control realizada por las Co-Emisoras, y compra todas las Obligaciones Negociables Principales válidamente ofrecidas y no retiradas bajo dicha Oferta de Cambio de Control, o (2) se ha dado una notificación para todas las Obligaciones Negociables Principales en circulación conforme al presente Suplemento y lo descripto en "*—Rescate y recompra a opción de las Co-Emisoras*", a menos y mientras que haya un incumplimiento en el pago del precio de rescate aplicable.

No obstante cualquier disposición en contrario contenida en este documento, una Oferta de Cambio de Control puede ser hecha antes de un Evento de Cambio de Control, condicionada a la consumación de dicho Cambio de Control y la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control, si existe un acuerdo definitivo para el Cambio de Control en el momento en que se realiza la Oferta de Cambio de Control.

Otra Deuda existente y futura de las Co-Emisoras puede contener prohibiciones sobre la ocurrencia de eventos que constituirían un Cambio de Control o requerir que dicha Deuda sea recomprada en caso de un Cambio de Control. Además, el ejercicio por parte de los tenedores de su derecho a exigir a las Co-Emisoras que recompren las Obligaciones Negociables Principales ante un Evento de Cambio de Control podría provocar un incumplimiento en dicha Deuda, incluso si el propio Cambio de Control no lo hiciera.

La capacidad de las Co-Emisoras para pagar en efectivo a los tenedores de Obligaciones Negociables Principales tras la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control puede verse limitada por los recursos financieros que las Co-Emisoras tengan en ese momento y por las regulaciones cambiarias vigentes en Argentina a cada momento (véase "*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables Principales – Es posible que no podamos recomprar las Obligaciones Negociables Principales tras un Evento de Cambio de Control*"). Si ocurre un Evento de Cambio de Control, las Co-Emisoras podrían no tener los fondos disponibles suficientes para realizar el Pago por Cambio de Control cuando sea necesario para todas las Obligaciones Negociables Principales que podrían ser entregadas por los tenedores que deseen aceptar una Oferta de Cambio de Control. En caso de que las Co-Emisoras se vean obligadas a recomprar Obligaciones Negociables Principales en circulación en virtud de una Oferta de Cambio de Control, se espera que las Co-Emisoras busquen financiamiento de terceros en la medida en que no dispongan de los fondos necesarios para cumplir con sus obligaciones de compra. Sin embargo, las Co-Emisoras podrían no ser capaces de obtener el financiamiento necesario para completar una Oferta de Cambio de Control. Además, la función de recompra por un Evento Cambio de Control de las Obligaciones Negociables Principales puede, en ciertas circunstancias, dificultar o desalentar una venta o adquisición de cualquier Co-Emisora y, por lo tanto, la remoción de su administración actual. Los tenedores no tendrán derecho a exigir que las Co-Emisoras compren sus Obligaciones Negociables Principales en caso de una adquisición, recapitalización, compra apalancada o transacción similar que no constituya un Evento de Cambio de Control.

Uno de los eventos que constituye un Cambio de Control es la disposición de "la totalidad o sustancialmente la totalidad" de los activos de las Co-Emisoras bajo ciertas circunstancias. Este término varía según los hechos y circunstancias de la transacción en cuestión. Como consecuencia, en ciertas circunstancias puede haber incertidumbre para determinar si una transacción particular implicó la disposición de "la totalidad o sustancialmente la totalidad" de la propiedad o los activos de una Persona. En caso de que los Tenedores elijan exigir a las Co-Emisoras que compren las Obligaciones Negociables y las Co-Emisoras impugnen dicha elección, no podemos asegurar cómo interpretaría un tribunal, bajo la ley aplicable, la frase en determinadas circunstancias.

La obligación de las Co-Emisoras de realizar una Oferta de Cambio de Control en relación con un Evento de Cambio de Control puede ser eximida o modificada con anterioridad a la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control con el consentimiento de los tenedores de la mayoría del capital de las Obligaciones Negociables Principales en circulación.

Procedimientos de Recompra Obligatoria por Evento de Cambio de Control

Dentro de los 30 días posteriores a la fecha en la cual ocurrió el Evento de Cambio de Control, las Co-Emisoras publicarán un hecho relevante, describiendo la transacción o las transacciones que constituya(n) el Evento de Cambio de Control, y ofreciendo la compra de las Obligaciones Negociables Principales según se describió anteriormente (una "Oferta de Cambio de Control"). La Oferta de Cambio de Control deberá establecer, entre otras cosas, la fecha de compra (la "Fecha de Pago de Cambio de Control"), la cual no podrá ser anterior a 30 días ni posterior a 60 días de la fecha en la cual se curse el aviso, salvo que lo requiriera la ley.

En el Día Hábil inmediatamente anterior a la Fecha de Pago de Cambio de Control, las Co-Emisoras, en la medida de lo legal, depositarán ante el agente pagador correspondiente o el agente de oferta de dicha Oferta de Cambio de Control, según corresponda, un importe igual al Pago por Cambio de Control con respecto a todas las Obligaciones Negociables Principales o porciones de Obligaciones Negociables Principales debidamente presentadas.

En la Fecha de Pago de Cambio de Control, las Co-Emisoras, en la medida de lo legal:

a) aceptarán para el pago todas las Obligaciones Negociables Principales o parte de Obligaciones Negociables Principales debidamente presentadas en virtud de la Oferta de Cambio de Control; y

b) cancelarán las Obligaciones Negociables Principales aceptadas.

El o los agente/s pagador/es o el agente para dicha Oferta de Cambio de Control, según corresponda, entregará de inmediato a cada tenedor de Obligaciones Negociables Principales que hubieran sido debidamente presentadas el Pago de Cambio de Control por dichas Obligaciones Negociables Principales. Se harán los ajustes correspondientes en los certificados globales representando a las Obligaciones Negociables.

Las Co-Emisoras cumplirán con los requisitos aplicables de cualquier ley y reglamento de valores aplicable en relación con la compra de Obligaciones Negociables Principales en conexión con una Oferta de Cambio de Control. En la medida en que las disposiciones de cualquier ley o reglamento de valores entren en conflicto con las disposiciones de "*Evento de Cambio de Control*" del presente Suplemento, las Co-Emisoras cumplirán con las leyes y reglamentos de valores aplicables y no se considerará que hayan incumplido sus obligaciones bajo el presente Suplemento por hacerlo. Si fuera ilegal en alguna jurisdicción realizar una Oferta de Cambio de Control, las Co-Emisoras no estarán obligadas a hacer dicha oferta en dicha jurisdicción y no se considerará que han incumplido sus obligaciones bajo el presente Suplemento por no hacer dicha oferta.

Colateral

La obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital e intereses, incluidos montos adicionales, adeudados bajo las Obligaciones Negociables estará garantizada con un gravamen y garantía en primer grado de privilegio sobre:

(i) un fideicomiso en garantía (el "Fideicomiso en Garantía"), bajo el cual estarán cedidos todos los derechos, títulos e intereses de GEMSA para recibir cualquier monto y crédito bajo, y con respecto a, los Contratos Cedidos de Timbúes. Actualmente está vigente el contrato de fideicomiso en garantía celebrado con fecha 30 de octubre de 2024 entre AESA (actualmente GEMSA) y el Fiduciario, conforme fuera modificado y/o complementado y/o reemplazado (el "Contrato de Fideicomiso en Garantía Original"), bajo el cual están cedidos los mencionados derechos. En o antes de la Fecha de Emisión y Liquidación, GEMSA y el Fiduciario celebrarán una enmienda al Contrato de Fideicomiso en Garantía Original y/o celebrarán un nuevo contrato a fin de incorporar como obligaciones garantizadas bajo el Fideicomiso en Garantía a las Obligaciones Negociables (el "Contrato de Fideicomiso en Garantía"). El Fideicomiso en Garantía se constituirá a favor del Fiduciario, en beneficio de las Partes Garantizadas y será celebrado de conformidad con la Sección 3 de la Ley de Obligaciones Negociables. Los activos a ser cedidos al Fideicomiso en Garantía consisten en todos los derechos, títulos e intereses presentes y futuros para recibir cualquier monto y crédito bajo, con respecto a los Contratos Cedidos de Timbúes (los "Créditos").

(ii) una prenda con registro sobre los Equipos de Timbúes. Actualmente está vigente el Contrato de Prenda de Timbúes Original, bajo el cual están alcanzados los Equipos de Timbúes por una prenda con registro en primer grado de privilegio. En o antes de la Fecha de Emisión y Liquidación, GEMSA y el Agente de la Garantía celebrarán una enmienda al Contrato de Prenda de Timbúes Original y/o celebrarán un nuevo contrato a fin de incorporar como obligaciones garantizadas bajo el Contrato de Prenda de Timbúes Original a las Obligaciones Negociables (el "Contrato de Prenda de Timbúes"). El Contrato de Prenda de Timbúes se constituirá a favor del Agente de la Garantía, en beneficio de las Partes Garantizadas y será celebrado de conformidad con la Sección 3 de la Ley de Obligaciones Negociables. GEMSA deberá solicitar la inscripción del Contrato de Prenda de Timbúes en el registro de créditos prendarios correspondiente dentro del Día Hábil inmediato posterior a su celebración. GEMSA deberá adoptar de manera inmediata todas las medidas adicionales que resulten necesarias para lograr la debida inscripción del Contrato de Prenda de Timbúes ante el registro correspondiente, incluyendo la colaboración con cualquier requerimiento razonable del Agente de Garantía. Véase "*Inscripción del Contrato de Prenda de Timbúes*".

Contrato de Fideicomiso en Garantía

Conforme lo indicado en anteriormente en la sección "*—Colateral*", en o antes de la Fecha de Emisión y Liquidación, GEMSA y el Fiduciario celebrarán una enmienda al Contrato de Fideicomiso en Garantía Original y/o celebrarán un nuevo Contrato de Fideicomiso en Garantía.

Al expirar, terminar o renovar cualquiera de los Contratos Cedidos de Timbúes, cualquier acuerdo de reemplazo, prórroga o acuerdo nuevo de compra de energía o acuerdo similar celebrado se considerará, a todos los efectos relacionados con el presente, que constituye uno de los Contratos Cedidos de Timbúes, y todos los Créditos que surjan en virtud de él, así como cualquier importe, reembolso o crédito pagaderos en virtud del mismo, deberán incluirse tan pronto como sea posible como parte de los activos del Contrato de Fideicomiso de Garantía con los mismos términos y condiciones, y dentro de los plazos establecidos en el Contrato de Fideicomiso de Garantía. Las Co-Emisoras deberán notificar por escrito al Fiduciario de cualquier vencimiento, terminación o renovación anticipada de dicho Contrato Cedido de Timbúes dentro de los plazos especificados en el Contrato de Fideicomiso de Garantía (o, si no se especifica dicho plazo, a más tardar 30 días antes de dicho vencimiento, terminación o renovación), y deberán tomar todas las medidas necesarias para asegurar que, inmediatamente después de la entrada en vigencia de cualquier reemplazo, extensión o nuevo contrato de compraventa de energía o acuerdo similar, toda la documentación, notificaciones y cesiones requeridas para incluir dicho acuerdo como parte de los activos del Fideicomiso de Garantía se encuentren en su lugar y listas para ser ejecutadas y entregadas.

Bajo el Fideicomiso en Garantía, y en o antes de la Fecha de Emisión y Liquidación, GEMSA (i) notificará a CAMMESA la cesión fiduciaria de los Créditos bajo el CCEE de Timbúes a favor del Fiduciario en beneficio de las Partes Garantizadas, de conformidad con el Contrato de Fideicomiso en Garantía, (ii) notificará y obtendrá el consentimiento de Renova S.A. a la cesión fiduciaria de los Créditos bajo el Contrato de Vapor de Timbúes en

beneficio de las Partes Garantizadas, de conformidad con el Contrato de Fideicomiso en Garantía, (iii) instruirá a CAMMESA y Renova S.A. para que, al recibir un aviso del Fiduciario de que se ha producido y continúa un Supuesto de Incumplimiento (o un evento de ejecución en virtud del Acuerdo de Acreedores ha ocurrido y continúa, según corresponda), realicen todos los pagos futuros de Créditos bajo los Contratos Cedidos de Timbúes directamente al Fideicomiso en Garantía; (iv) otorgará uno o más poderes irrevocables al Fiduciario con respecto a la gestión de los Créditos, autorizando que ciertas acciones sean realizadas por el Fiduciario en beneficio de las Partes Garantizadas; (v) dentro de los 5 Días Hábiles desde la Fecha de Emisión y Liquidación, solicitará la inscripción del Contrato de Fideicomiso de Garantía (o cualquiera de sus enmiendas) ante el correspondiente registro público, conforme al artículo 1669 del Código Civil y Comercial de la Nación, y las Co-Emisoras deberán tomar sin demora cualquier medida adicional requerida para que dicho Contrato de Fideicomiso de Garantía sea debidamente inscripto ante el registro pertinente tan pronto como sea razonablemente posible, incluyendo mediante la colaboración con cualquier requisito razonable del Fiduciario; y (vi) tomará cualquier otra acción que sea necesaria para perfeccionar y mantener, en todo momento, la cesión de los Créditos conforme a los presentes términos.

El Contrato de Fideicomiso de Garantía incluirá una estructura activa de fideicomiso según la cual, mientras no haya ocurrido ningún Supuesto de Incumplimiento y las Co-Emisoras estén al día con todos los pagos de intereses y capital bajo las Obligaciones Negociables, el Fideicomiso de Garantía recaudará todos los ingresos de los Créditos cedidos y cada mes reservará una cantidad de dichos ingresos igual a la suma de: (a) cualquier honorario, costo, gasto, indemnización y pasivo (y todos los intereses sobre los mismos, como se establece en cualquier documento que rige cualquier Deuda Garantizada), del Representante de los Tenedores, Agente Intercreditorio, Agente de la Garantía y Fiduciario, y cualquier honorario, costo, gastos de los Asesores AHG vencido conforme a las Cartas de Honorarios de los Asesores AHG (vigentes en forma en o alrededor de la fecha del Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración) y cualquier otro agente o abogado designado para actuar de conformidad con el presente Suplemento y/o los Documentos del Colateral y/o los documentos que rigen cualquier otra Deuda Garantizada, en proporción a su participación; y (b) un monto suficiente para cubrir al menos tanto los porcentajes incrementales como acumulados de la Fecha de Pago inmediatamente siguiente respecto a intereses y capital bajo las Obligaciones Negociables establecidos a continuación; *estableciéndose que*, si en cualquier mes determinado el Fideicomiso de Garantía retiene menos que el porcentaje incremental aplicable según este párrafo (b), el Fideicomiso de Garantía retendrá en los meses siguientes cualquier cantidad adicional necesaria para compensar dicha déficit, y, en la medida en que existan fondos disponibles y siempre que no haya ocurrido ni subsista ningún Supuesto de Incumplimiento, distribuirá el excedente a las Co-Emisoras puntualmente tras finalizar el mes calendario relevante, después de que todos los montos descriptos en los incisos (a) y (b) de más arriba hayan sido reservados y aplicados; *con la salvedad adicional de que*, en la medida en que se reciban los ingresos de los Créditos en pesos argentinos, el Fiduciario deberá, en la medida permitida por las regulaciones cambiarias aplicables, convertir dichas cantidades en Dólares Estadounidenses mediante el acceso al Mercado FX y, si dicho acceso no está disponible, a través de cualquier otro mecanismo legal para la adquisición de Dólares Estadounidenses, en cada caso reservando cualquier cantidad necesaria para cubrir honorarios, costos y gastos pagaderos en pesos argentinos, y aplicando dichos importes conforme al orden de prioridad establecido en "*—Acuerdo de Acreedores*" a continuación.

<u>2026</u>:

— julio de 2026: 0,0%

— agosto de 2026: 0,0%

— septiembre 2026: 5,0%; 5,0% acumulado

— octubre 2026: 15,0% incremental; 20,0% acumulado

— noviembre de 2026: 30,0% incremental; 50,0% acumulado

— diciembre de 2026: 50,0% incremental; 100,0% acumulado

<u>2027 y después</u>:

— Mes 1: 5,0%; 5,0% acumulado

— Mes 2: 5,0% incremental; 10,0% acumulado

— Mes 3: 2,0% incremental; 12,0% acumulado

— Mes 4: 18,0% incremental; 30,0% acumulado

— Mes 5: 20,0% incremental; 50,0% acumulado

— Mes 6: 50,0% incremental; 100,0% acumulado

No obstante lo anterior, ante la ocurrencia y subsistencia de un Supuesto de Incumplimiento, el Fideicomiso de Garantía no tendrá la obligación ni (salvo que la mayoría requerida de los Tenedores de las Obligaciones Negociables indique lo contrario) liberará ni distribuirá ningún exceso de los ingresos a las Co-Emisoras, y todos los ingresos procedentes de los Créditos recaudadas por el Fideicomiso de Garantía serán retenidos por el Fideicomiso de Garantía para el beneficio de las Partes Garantizadas Timbúes. En la medida en que los ingresos de los Créditos se reciban en pesos argentinos, el Fiduciario deberá, en la medida permitida por las regulaciones cambiarias vigentes, convertir dichas cantidades en Dólares Estadounidenses mediante acceso al Mercado FX y, si dicho acceso no está disponible, mediante cualquier otro mecanismo legal para la adquisición de Dólares Estadounidenses, en cada caso reservando las cantidades necesarias para cubrir honorarios, costos y gastos a pagar en pesos argentinos, y cualquier cantidad retenida se aplicará conforme al orden de prioridad establecido en "*—Acuerdo de Acreedores*".

A falta de notificación de un Supuesto de Incumplimiento por parte del Fiduciario de conformidad con la sección "*Oferta de las Obligaciones Negociables — e) Descripción de la Oferta y la Negociación — Supuestos de Incumplimiento*", el Fiduciario no se considerará notificado ni se entenderá que tiene conocimiento de la existencia de ningún Supuesto de Incumplimiento. El Fiduciario no será responsable por ninguna liberación o distribución de fondos realizada de conformidad con el Contrato de Fideicomiso de Garantía durante cualquier período en el cual no haya recibido dicha notificación escrita, aun cuando un Supuesto de Incumplimiento hubiera ocurrido y se encontrara subsistente durante dicho período.

Cualquier cantidad liberada o distribuida por el Fiduciario a las Co-Emisoras (o cualquier otra persona) por error o en incumplimiento de lo anterior (incluyendo, sin limitación, como resultado de que el Fiduciario no tenga conocimiento de un Supuesto de Incumplimiento) se considerará parte de los Créditos y sujeta a la cesión fiduciaria en garantía, y las Co-Emisoras no tendrán derecho, título o interés en ella.

Como resultado, si alguna Co-Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias (o cualquier otra persona) recibe, directa o indirectamente, cualquier ingreso de los Créditos (incluyendo intereses, ganancias u otros montos derivadas de ellos) que deban mantenerse o transferirse al Fideicomiso de Garantía, incluyendo cualquier monto liberado o distribuido por el Fiduciario en error o en incumplimiento de lo anterior, dicha persona, en caso de las Co-Emisoras y cualquiera de sus Subsidiarias, tras recepción de cualquiera de dichos montos o al tomar conocimiento de que cualesquiera de dichos montos han sido recibidos por cualquier otra persona, deberá notificar inmediatamente al Fiduciario y, en un plazo de un (1) Día Hábil de su recepción, en la medida en que alguna Co-Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias reciba dichos montos, transferir dichos montos a las cuentas del Fideicomiso de Garantía, sin derecho alguno de compensación o deducción.

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, las ventas netas de GEMSA bajo (i) el Contrato de Vapor de Timbúes fue de US$13,2 millones y US$12,9 millones, respectivamente, y (ii) el CCEE Timbúes fue de US$47,8 millones y US$46,7 millones, respectivamente.

Inscripción del Contrato de Prenda de Timbúes

No obstante los compromisos asumidos en esta sección en relación con el Contrato de Prenda de Timbúes que forman parte del Colateral, la falta de inscripción efectiva del Contrato de Prenda de Timbúes por parte del registro correspondiente (Registro de Créditos Prendarios) dentro de los períodos establecidos por la ley argentina (ya sea que dicho contrato se celebre como un nuevo contrato de prenda o como una modificación y reformulación de un contrato de prenda existente) en ningún caso constituirá ni se considerará un incumplimiento por parte de las Co-Emisoras bajo los Documentos del Colateral correspondientes, siempre que (i) la correspondiente solicitud de inscripción haya sido presentada dentro de los plazos correspondientes, (ii) las Co-Emisoras y el Agente de la Garantía estén persiguiendo activa y diligentemente dicha inscripción de buena fe, y (iii) las Co-Emisoras proporcionen actualizaciones escritas semanales al Agente de la Garantía respecto del estado de dichos esfuerzos de inscripción y cualquier obstáculo encontrado; estableciéndose, además, que nada de lo aquí establecido eximirá a las Co-Emisoras de la obligación de obtener dicha inscripción tan pronto como sea razonablemente posible. En la medida en que la inscripción de cualquier nuevo contrato de prenda requiera la previa liberación o cancelación de cualquier prenda o garantía real existente sobre el mismo colateral, las Co-Emisoras deberán presentar simultáneamente (o tan cerca de simultáneamente como lo permita el registro pertinente) la solicitud de cancelación de la prenda existente y la solicitud de inscripción del nuevo contrato de prenda.

Acuerdo de Acreedores

Actualmente, con relación a la garantía compartida entre las Obligaciones Negociables Elegibles y las ONs Clase XXXIX, entre otros, está vigente el acuerdo entre acreedores celebrado el 8 de noviembre de 2024 entre las Co-Emisoras, AESA (actualmente GEMSA) y TMF Trust Company (Argentina) S.A. en su carácter de agente intercreditorio, agente de la garantía y fiduciario (el "Acuerdo de Acreedores Original"). Las Co-Emisoras celebrarán una enmienda al Acuerdo de Acreedores Original para que queden adecuadamente incluidas en el mismo todas las Partes Garantizadas (el acuerdo que sirva a tales efectos, aun siendo el Acuerdo de Acreedores Originales vigente actualmente, el "Acuerdo de Acreedores") con TMF Trust Company (Argentina) S.A. en su carácter de Representante de los Tenedores, Agente Intercreditorio, Agente de la Garantía y Fiduciario. El Acuerdo de Acreedores preverá, entre otras cuestiones, la preservación y administración del Colateral de Timbúes, la asignación de los ingresos del Colateral de Timbúes entre las Partes Garantizadas Timbúes en relación con el ejercicio de remedios y el ejercicio de ciertos derechos y remedios por parte de las Partes Garantizadas Timbúes. El Colateral de Timbúes será compartido entre las Partes Garantizadas y garantizará las obligaciones de las Co-Emisoras bajo cada una de las Deudas Garantizadas.

El Acuerdo de Acreedores dispondrá que, con respecto al Colateral de Timbúes, el Agente de la Garantía actuará bajo la dirección escrita de la mayoría de los votos de las ONs Clase XLVI para tomar ciertas decisiones materiales (incluyendo tomar o abstenerse de tomar acciones de ejecución) hasta la liberación de las ONs Clase XLVI; en la medida en que el fiduciario de las ONs Clase XLVI no ha ordenado al Fiduciario y/o al Agente de la Garantía que tomen medidas de ejecución respecto al Colateral de Timbúes dentro de los 210 días posteriores a la notificación por escrito de dicho supuesto de incumplimiento al Fiduciario de las Nuevas Obligaciones Negociables, entonces tanto el fiduciario de las ONs Clase XLVII (actuando conforme a instrucciones escritas de los tenedores de la mayoría del capital en circulación de las ONs Clase XLVII) como los tenedores de la mayoría del capital en circulación de las Obligaciones Negociables Clase L; y los tenedores de la mayoría del capital en circulación en conjunto de las Obligaciones Negociables Principales y Obligaciones Negociables Elegibles, podrá ordenar al Fiduciario y/o al Agente de la Garantía que tomen cualquier acción de ejecución respecto al Colateral de Timbúes en beneficio de las Partes Garantizadas. Tras la cancelación de las ONs Clase XLVI y mientras existan ONs Clase XLVII, Obligaciones Negociables Clase L, Obligaciones Negociables Principales y/u Obligaciones Negociables Elegibles en circulación, el Agente de la Garantía actuará por instrucción escrita de la mayoría de los votos de las ONs Clase XLVII, y de la mayoría de los votos de las Obligaciones Negociables Clase L, y de la mayoría de los votos en conjunto de las Obligaciones Negociables Principales y las Obligaciones Negociables Elegibles, según cuál sea el instrumento que tenga en ese momento el mayor importe de capital en circulación.

Se deja expresamente establecido que los tenedores de las Obligaciones Negociables no podrán impulsar, acompañar, ni de ningún otro modo contribuir o votar favorablemente a un pedido de ejecución o medida similar impulsada por los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles subsistentes luego de la consumación de esta Oferta, en tanto y en cuanto no se haya verificado y subsista un Supuesto de Incumplimiento bajo este Suplemento.

El Acuerdo de Acreedores dispondrá que cualquier consentimiento, renuncia, enmienda, modificación o suplemento a cualquier Documento del Colateral solo podrá realizarse con el consentimiento del Representante de los Tenedores, Agente Intercreditorio, Agente de la Garantía, y/o el Fiduciario, según corresponda (actuando conforme la instrucción por escrito de la mayoría de votos de las ONs Clase XLVI); estableciéndose que cualquier renuncia, enmienda, modificación o suplemento a los Documentos del Colateral que materialmente o desproporcionadamente afecte a las ONs Clase XLVII, a las Obligaciones Negociables Clase L, a las Obligaciones Negociables Principales, o a las Obligaciones Negociables Elegibles también requerirá la instrucción escrita de la mayoría de los votos de las ONs Clase XLVII y de las Obligaciones Negociables Clase L, y/o la mayoría de votos en conjunto de las Obligaciones Negociables Principales y de las Obligaciones Negociables Elegibles, según corresponda.

Cada tenedor, al suscribir una Obligación Negociable, se considerará que ha aceptado los términos y condiciones del Acuerdo de Acreedores. Al suscribir una Obligación Negociable, cada Tenedor de una Obligación Negociable se considerará que ha autorizado irrevocablemente e indirectamente (i) a TMF Trust Company (Argentina) S.A. a desempeñar las funciones y ejercer los derechos y poderes que se le otorgan específicamente bajo el Acuerdo de Acreedores o los Documentos de Colateral, junto con cualquier otro derecho, poder y discreción incidental; y (ii) al Agente de la Garantía y al Fiduciario a ejecutar cada Documento de Colateral del que el Agente de la Garantía o el Fiduciario, según sea el caso, sea parte.

Sujeto a las disposiciones del Acuerdo de Acreedores, ninguna Parte Garantizada tiene derecho a tomar acción respecto al Colateral de Timbúes, independientemente del Fiduciario o del Agente de la Garantía, según corresponda, salvo conforme al contrato de emisión de las ONs Clase XLVI, el contrato de emisión de las ONs Clase XLVII, el presente Suplemento y los Documentos del Colateral aplicables.

En el marco de la presente Oferta, las Co-Emisoras están solicitando el consentimiento de los tenedores de cada clase de las Obligaciones Negociables Elegibles a fin de, entre otras cuestiones, modificar los términos y condiciones de dichas Obligaciones Negociables Elegibles y liberar el colateral existente que las respalda. En caso de obtenerse los consentimientos requeridos respecto de cualquier clase de Obligaciones Negociables Elegibles y de

liberarse el colateral que respalda dicha clase conforme a los términos de los documentos de emisión aplicables, los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles de dicha clase que no hubieran canjeado sus Obligaciones Negociables Elegibles por Obligaciones Negociables dejarán de tener derecho al beneficio del Colateral de Timbúes y no serán considerados "Partes Garantizadas" para ningún propósito. Las obligaciones de las Co-Emisoras bajo dichas Obligaciones Negociables Elegibles en circulación de dicha clase pasarán a ser obligaciones no garantizadas de las Co-Emisoras. En caso de que no se obtengan los consentimientos requeridos respecto de una o más clases de Obligaciones Negociables Elegibles, o si la emisión de las Obligaciones Negociables para cualquiera de dichas clases no se perfeccionara conforme a sus términos, los tenedores de Obligaciones Negociables Elegibles continuarán teniendo el beneficio del Colateral de Timbúes y serán considerados "Partes Garantizadas" a todos los efectos bajo el Acuerdos de Acreedores, el Contrato de Fideicomiso de Garantía y los demás Documentos del Colateral relativos al Colateral de Timbúes. Las obligaciones de las Co-Emisoras bajo dichas Obligaciones Negociables Elegibles en circulación continuarán garantizadas por el Colateral de Timbúes en igual rango de prioridad con respecto a las Obligaciones Negociables y las ONs Internacionales, de corresponder, y demás correspondientes conforme a los documentos aplicables. A los efectos del Acuerdo de Acreedores, toda referencia a (i) las ONs Clase XLVI, el contrato de emisión de las ONs Clase XLVI, el fiduciario de las ONs Clase XLVI y los tenedores de las ONs Clase XLVI, (ii) las ONs Clase XLVII, el contrato de emisión de las ONs Clase XLVII, el fiduciario de las ONs Clase XLVII y los tenedores de las ONs Clase XLVII, (iii) las Obligaciones Negociables y los tenedores de las Obligaciones Negociables y (iv) las Obligaciones Negociables Elegibles y los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles, de corresponder, se considerará que incluye cualquier Deuda (y el correspondiente contrato de emisión u otro instrumento que lo rija, fiduciario u otro representante, y sus tenedores o acreedores) incurrido para refinanciar, reembolsar, reemplazar, renovar o extender, respectivamente, las ONs Clase XLVI, las ONs Clase XLVII, las Obligaciones Negociables y/o las Obligaciones Negociables Elegibles, de corresponder (en todo o en parte), y los tenedores de dicha Deuda de refinanciación sucederán en, y tendrán derecho a ejercer, todos los derechos, facultades y privilegios de los tenedores de las ONs Clase XLVI, las ONs Clase XLVII, las Obligaciones Negociables y/o las Obligaciones Negociables Elegibles, de corresponder, según corresponda, en virtud del Acuerdo de Acreedores (incluyendo, cuando corresponda y sin limitación, el derecho a instruir al Agente de Garantía y/o al Fiduciario para que adopten o se abstengan de adoptar medidas de ejecución respecto del Colateral de Timbúes y el derecho a otorgar o denegar su consentimiento respecto de cualquier modificación, dispensa, alteración o suplemento de cualquier Documento del Colateral), y se considerará que constituyen Partes Garantizadas a todos los efectos del mismo.

Sujeto a lo dispuesto por el Acuerdo de Acreedores, cualquier dinero recaudado o retenido por el Agente de la Garantía y/o el Fiduciario (i) en relación con la ejecución, cobro o realización del Colateral de Timbúes por el Agente de la Garantía o el Fiduciario; y (ii) de cualquiera de los Créditos tras un Supuesto de Incumplimiento, será aplicada por el Agente de la Garantía y/o el Fiduciario conforme al contrato de emisión de las ONs Clase XLVI, el contrato de emisión de las ONs Clase XLVII, el presente Suplemente y los Documentos del Colateral correspondientes, en el siguiente orden de prioridad:

(a) *primero*, para saldar o prever cualquier honorario, costo, gasto, indemnización y pasivo (y todos los intereses sobre los mismos, como se establece en cualquier documento que rige cualquier Deuda Garantizada), del Representante de los Tenedores, el Agente de la Garantía, el Fiduciario, y el Agente de Monitoreo y cualquier honorario, costo, gastos de los Asesores AHG vencido conforme a las Cartas de Honorarios de los Asesores AHG (vigentes en forma en o alrededor de la fecha del Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración)y cualquier otro agente o abogado designado para actuar de conformidad con el presente Suplemento y/o los Documentos del Colateral y/o los documentos que rigen cualquier otra Deuda Garantizada, en proporción a su participación;

(b) *segundo*, en el pago de todos los demás costos y gastos incurridos por cualquier acreedor garantizado o un agente en relación con cualquier realización o ejecución del Colateral de Timbúes llevada a cabo conforme a los términos de los Documentos de Deuda Garantizada o cualquier acción tomada por cualquier acreedor garantizado (o su agente) (incluyendo honorarios y gastos del Representante de los Tenedores y del Agente de la Garantía), así como cualquier honorario pendiente y otros costos y gastos de cada agente, o cualquier otro acreedor garantizado bajo o en relación con las Obligaciones Negociables, las ONs Internacionales Garantizadas o cualquier Deuda Garantizada, *pari passu* y prorrata entre ellos;

(c) *tercero*, en el pago a las Partes Garantizadas de un monto igual a todos los intereses y montos de honorarios debidos y pagaderos a las Partes Garantizadas bajo los Documentos de Deuda Garantizada, *pari passu* y prorrata entre ellos;

(d) *cuarto*, en el pago a las Partes Garantizadas de un monto igual a todos los montos de capital, incluidos cualquier monto por compensación o cualquier prima, debidos y pagaderos a las Partes Garantizadas bajo las Obligaciones Garantizadas, *pari passu* y prorrata entre ellos;

(e) *quinto*, en el pago a las Partes Garantizadas de un monto igual a todas las demás Obligaciones Garantizadas, *pari passu* y prorrata entre ellas; y

(f) *sexto*, después del pago definitivo en su totalidad de las Obligaciones Garantizadas, en el pago del excedente (si lo hubiera) al otorgante correspondiente del Colateral de Timbúes ejecutado o a la Persona correspondiente que tenga derecho a él.

No obstante nada en contrario y sujeto a los términos del Acuerdo de Acreedores, el Agente de la Garantía y/o el Fiduciario podrán, mediante instrucciones escritas del fiduciario de las ONs Clase XLVI (actuando únicamente conforme a instrucciones escritas de los tenedores de la mayoría del capital total de las ONs Clase XLVI en circulación), liberar a las Co-Emisoras todo o parte de cualquier dinero recaudado por el Agente de la Garantía y/o el Fiduciario en relación con la ejecución, cobro o realización de cualquier Colateral de Timbúes y todo o parte de cualquier excedente de los Créditos retenidos tras la ocurrencia de un Supuesto de Incumplimiento, según lo descripto en "*— Contrato de Fideicomiso en Garantía*", en cada caso, en la medida en que no se haya aplicado conforme a la cascada anterior. A petición de GEMSA, las Partes Garantizadas deberán proporcionar a GEMSA pruebas razonablemente detalladas de los costos y gastos incurridos por cualquier Parte Garantizada o cualquiera de sus agentes en relación con cualquier realización o ejecución del Colateral de Timbúes o el ejercicio de derechos y recursos, según corresponda.

Liberación de gravámenes sobre el Colateral de Timbúes

Los gravámenes del Agente de la Garantía y del Fiduciario sobre el Colateral de Timbúes, en cada caso, dejarán de garantizar las obligaciones de las Co-Emisoras bajo los Documentos de la Transacción, y el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables y del Representante de los Tenedores, el Fiduciario, el Agente de la Garantía y cualquier otro agente bajo las Obligaciones Negociables a los beneficios y los fondos derivados de los gravámenes del Agente de la Garantía y del Fiduciario sobre el Colateral de Timbúes, según corresponda, se terminará automáticamente y será incondicionalmente cancelado en los siguientes casos:

- de acuerdo con el Acuerdo de Acreedores;
- tras el pago total del monto de capital de todas las Obligaciones Negociables entonces pendientes y todas las demás obligaciones bajo las Obligaciones Negociables que sean entonces exigibles y debidas;

- en su totalidad o en parte, con el consentimiento del porcentaje requerido de las Obligaciones Negociables conforme a las disposiciones descriptas en "*—Asamblea*" y "*—Prescindencia de Asambleas*"; o

A solicitud de GEMSA y tras recibir un Certificado de Director de GEMSA que declare que se han cumplido todas las condiciones precedentes para dicha liberación, el Fiduciario, el Agente Intercreditorio, el Agente de la Garantía, sin instrucciones del Representante de los Tenedores, celebrarán, entregarán o reconocerán cualquier instrumento necesario o adecuado de terminación, satisfacción o liberación para evidenciar la liberación del Colateral de Timbúes permitida conforme el presente apartado, el Acuerdo de Acreedores y los Documentos del Colateral. A solicitud de GEMSA y tras recibir un Certificado de Director de GEMSA que declare que se han cumplido todas las condiciones precedentes para dicha liberación, el Fiduciario y el Agente de la Garantía, sin instrucciones del Representante de los Tenedores, ejecutarán y entregarán un instrumento apropiado que evidencie dicha liberación (en el formato proporcionado por GEMSA).

Para evitar dudas y salvo que se indique expresamente lo contrario, la liberación del Colateral de Timbúes bajo este Suplemento no liberará automáticamente el Colateral de Timbúes con respecto al otro instrumento salvo que se libere el Colateral de Timbúes bajo dicho otro instrumento.

Colateral de Timbúes y Contratos Cedidos

Sujeto a lo dispuesto en el párrafo inmediatamente siguiente, las Co-Emisoras no tomarán, ni permitirán, que ninguna de sus Subsidiarias, directa o indirectamente, tome ni omita ninguna acción para modificar o terminar cualquier Contrato Cedido de Timbúes o cualquier otro acuerdo o arreglo que constituya el Colateral de Timbués o cualquier otro Documento del Colateral, salvo una terminación conforme a los propios términos de dicho acuerdo, de manera materialmente adversa a los derechos de las Partes Garantizadas. No obstante cualquier disposición en contrario contenida en el presente o en cualquier Documento del Colateral, no se requerirá el consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables para modificar, cambiar o alterar cualquier disposición de cualquier Contrato Cedido de Timbúes, salvo que dicha modificación, cambio o alteración del respectivo Contrato Cedido de Timbúes (o cualquier consentimiento, renuncia u otra acción respecto del mismo) pudiera, de cualquier manera, menoscabar o reducir cualquier derecho de las Co-Emisoras o de sus Subsidiarias, según corresponda, a percibir pagos bajo dicho Contrato Cedido de Timbúes o afecte de manera sustancial y adversa los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables (o de cualquier otra Parte Garantizada), en cuyo caso dicha modificación, cambio o alteración deberá cumplir con las disposiciones del presente Suplemento. Las Co-Emisoras realizarán, y harán que todas sus Subsidiarias realicen presentaciones y tomen todas las demás acciones necesarias, de vez en cuando para garantizar que el Colateral de Timbúes esté en todo momento sujeto a un interés de garantía perfeccionado válido y de primera prioridad en favor del Fiduciario y del Agente de Garantía en beneficio de las Partes Garantizadas.

Sin limitar lo anterior, y excepto lo permitido en este Suplemento, las Co-Emisoras no venderán, cederán, transferirán, factorizarán, gravarán, empeñarán o dispondrán de cualquier otra forma, ni concederán participación u otro interés en ningún crédito, ingreso o flujo de caja que esté sujeto a, o deba transferirse a, el Fideicomiso en Garantía (o que de otro modo constituya Colateral de Timbúes), y no permitirán que ninguna de sus Subsidiarias lo haga, en cada caso a favor de cualquier persona que no sea (i) el Fiduciario (o el Agente de Garantía, según corresponda) en beneficio de las Partes Garantizadas o (ii) un fideicomiso o acuerdo similar establecido para el pago de ciertas comisiones y gastos de los asesores de las Co-Emisoras y los Asesores AHG en un importe total que no exceda los US$15 millones.

Acuerdos de Acreedores Adicionales y Modificaciones al Acuerdo de Acreedores

Sujeto a lo dispuesto en el ítem "*El Representante de los Tenedores, el Agente de la Garantía y el Fiduciario*", a solicitud de GEMSA, en relación con el incurrimiento por cualquier Co-Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias de cualquier Deuda Permitida que esté permitida a ser garantizada por el Colateral de Timbúes de conformidad con la definición de "Gravámenes Permitidos", las Co-Emisoras, el Representante de los Tenedores, Agente Intercreditorio, el fiduciario de las ONs Internacionales, el Fiduciario y/o el Agente de la Garantía celebrarán, con los tenedores de dicha Deuda (o sus representantes debidamente autorizados), un acuerdo de acreedores, o una reformulación, enmienda u otra modificación de un acuerdo de acreedores existente (un "Acuerdo de Acreedores Adicional"), en términos sustancialmente similares al Acuerdo de Acreedores (en términos no materialmente menos favorables para las Partes Garantizadas); además, dicho Acuerdo de Acreedores Adicional no impondrá ninguna obligación personal al Representante de los Tenedores, Agente Intercreditorio, Fiduciario o al Agente de la Garantía, ni afectará adversamente los derechos, deberes, responsabilidades o inmunidades personales del Representante de los Tenedores, Agente Intercreditorio, Fiduciario o del Agente de la Garantía bajo las Obligaciones Negociables o el Acuerdo de Acreedores. Si más de un acuerdo de acreedores de este tipo está en vigencia en un momento dado, los términos colectivos de dichos acuerdos de acreedores no deben entrar en conflicto y no deben ser más desventajosos para las Partes Garantizadas que si toda dicha Deuda fuera parte de un único acuerdo de este tipo según lo determinado de buena fe por GEMSA.

Sujeto a lo dispuesto en el ítem "El Representante de los Tenedores, el Agente de la Garantía y el Fiduciario", bajo la instrucción de GEMSA y sin el consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables o el Representante de los Tenedores, el Agente de la Garantía, el fiduciario de las ONs Internacionales y/o el Agente Intercreditorio celebrará de tiempo en tiempo una o más enmiendas y/o reformulaciones del Acuerdo de Acreedores para: (i) corregir cualquier ambigüedad, omisión, defecto o inconsistencia en los mismos; (ii) agregar garantes u otras partes (como representantes de nuevas emisiones de Deuda); (iii) garantizar aún más las Obligaciones Negociables y las ONs Internacionales; (iv) prever concesiones iguales y proporcionales de Gravámenes sobre el Colateral de Timbúes para implementar cualquier Gravamen Permitido en la medida expresamente permitida por este Suplemento y el Suplemento Internacional; (v) aumentar el monto de Deuda Garantizada cubierta por dicho acuerdo, cuya incurrencia no esté prohibida por el Suplemento ni el Suplemento Internacional; y/o (vi) sujeto al párrafo anterior, prever Deuda adicional (incluyendo, con respecto al Acuerdo de Acreedores o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional, la adición de disposiciones relacionadas con nueva Deuda que tenga el mismo rango o un rango inferior en derecho de pago respecto a las Obligaciones Negociables y las ONs Internacionales Garantizadas) en la medida que esté permitido bajo el Suplemento y el Suplemento Internacional, u otras obligaciones permitidas de ser incurridas y garantizadas conforme al presente Suplemento y el Suplemento Internacional por un Gravamen sobre el Colateral de Timbúes en una base *pari passu* o subordinada respecto a los Gravámenes que garantizan las Obligaciones Negociables y las ONs Internacionales. A partir de la celebración de cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional conforme a esta sección, dicho Acuerdo de Acreedores Adicionales se considerará que constituye un "Acuerdo de Acreedores" para todos los efectos bajo este Suplemento y los Documentos del Colateral, y se considerará incluido en cualquier referencia al "Acuerdo de Acreedores" en los Documentos de la Transacción.

GEMSA podrá también instruir al Agente de la Garantía y/o al Fiduciario para celebrar cualquier enmienda conforme o relacionada a los Documentos del Colateral que pueda ser necesaria o recomendable en conexión con lo anterior.

No obstante lo anterior, excepto por las modificaciones y/o reformulaciones descritas anteriormente, GEMSA no instruirá de otro modo al Agente de la Garantía para que celebren cualquier enmienda y/o reformulación del Acuerdo de Acreedores, sin el consentimiento de los tenedores de la mayoría en el monto de capital total de las Obligaciones Negociables entonces en circulación, salvo que se permita lo contrario a continuación en "*—Asamblea*" y "*—Prescindencia de Asambleas*", y GEMSA solo podrá dirigir al Agente de la Garantía a que celebren cualquier enmienda en la medida en que dicha enmienda no imponga ninguna obligación personal al Agente de la Garantía.

Modificación de los términos de las Obligaciones Negociables y los Documentos del Colateral sin consentimiento de Tenedores

De tiempo en tiempo, sin el consentimiento de cualquier Tenedor (i) las Co-Emisoras, el Agente de la Garantía, el Fiduciario y el Representante de los Tenedores podrán enmendar, modificar o complementar los términos de las Obligaciones Negociables; (ii) GEMSA, el Fiduciario y el Agente de la Garantía podrán, sin la instrucción o consentimiento adicional, enmendar, modificar y/o complementar cualquiera de los Documentos del Colateral, según corresponda, y documentos relacionados, en cada caso, para los siguientes propósitos:

a. corregir cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia contenida en los mismos de una manera que no sea materialmente adversa para los intereses de los Tenedores;

b. hacer cualquier cambio que no afecte adversamente en ningún aspecto material los derechos legales de cualquier Tenedor de las Obligaciones Negociables;

c. evidenciar y proporcionar la aceptación de la designación por un Representante de los Tenedores, Agente de la Garantía, Fiduciario y/o Agente Intrecreditorio sucesor;

d. cumplir con cualquier requisito de la CNV, BYMA o A3 Mercados;

e. liberar cualquier Colateral conforme esté expresamente previsto en los términos de las Obligaciones Negociables, de conformidad con lo descripto en "*(e) Descripción de la Oferta y Negociación—Liberación de Gravámenes sobre el Colateral de Timbúes*";

f. hacer otras disposiciones en cuanto a asuntos o cuestiones que surjan bajo las Obligaciones Negociables que otorguen a los Tenedores de las Obligaciones Negociables derechos o beneficios adicionales que no afecten adversamente los intereses del Representante de los Tenedores, Agente de la Garantía, Fiduciario y/o Agente Intrecreditorio y los Tenedores (incluyendo, sin limitación, la publicación de garantías que garantice las Obligaciones Negociables);

g. renunciar a cualquier derecho o poder conferido a las Co-Emisoras; o

h. celebrar los Acuerdos de Acreedores, o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional, o cualquier modificación y/o enmienda de los mismos, conforme a lo previsto en "*Acuerdos de Acreedores Adicionales y Modificaciones al Acuerdo de Acreedores*".

En relación con la ejecución de dicha enmienda, el Representante de los Tenedores, el Fiduciario, el Agente de la Garantía y/o el Agente Intercreditorio tendrán derecho a basarse en la evidencia que consideren apropiada, incluida, pero no limitada a, una opinión legal de una firma de reconocido prestigio y/o un Certificado de Director de GEMSA.

Otras modificaciones y enmiendas deberán realizarse en los términos y con las mayorías dispuestas por los demás términos de las Obligaciones Negociables y los Acuerdo de Acreedores, sujeto a "El Representante de los Tenedores, el Agente Intercreditorio, el Agente de la Garantía, y el Fiduciario" de este Suplemento.

Supuestos de Incumplimiento

En caso de ocurrir y mantenerse vigente uno o varios de los siguientes supuestos (los "Supuestos de Incumplimiento") respecto de las Obligaciones Negociables:

(a) que las Compañías no pagaran el capital o intereses sobre cualquiera de las Obligaciones Negociables cuando venciera y fuera exigible de acuerdo con sus términos (al vencimiento, al momento del rescate opcional o rescate obligatorio, ante una recompra requerida, declaración de caducidad de plazos u otra circunstancia) siempre que dicho incumplimiento persistiera durante un período de treinta (30) días para el caso de intereses y/o durante un período de cinco (5) Días Hábiles para el caso de capital;

(b) que las Compañías no cumplieran u observaran cualquier otro compromiso, acuerdo u obligación respecto de las Obligaciones Negociables, y dicho incumplimiento subsistiera durante un período de treinta (30) días corridos después de que las Compañías hubieran recibido una notificación al respecto enviada por Tenedores de no menos del 25% del monto de capital de las Obligaciones Negociables en circulación en ese momento, a menos que sea subsanado o dispensado previo a la recepción de dicha notificación por cualquier Co-Emisora;

(c) que las Compañías no pagaran a su vencimiento, el capital, prima, los gastos de precancelación (si correspondiera) o los intereses de cualquier Endeudamiento de las Compañías, distinto a la Deuda de Referencia, que estuviera pendiente por un monto total de capital igual o mayor a US$25.000.000 (Dólares Estadounidenses veinticinco millones) (o su equivalente en otra moneda, a ser determinado en oportunidad del incumplimiento pertinente al tipo de cambio aplicable vigente a tal momento) y tal incumplimiento continuara después del período de gracia, si hubiera, aplicable al Endeudamiento antes de dicho incumplimiento; o se produjera cualquier otro supuesto de incumplimiento o existiera alguna otra condición en virtud de algún contrato o instrumento relacionado con ese Endeudamiento por un monto total de capital igual o mayor a US$25.000.000 (Dólares Estadounidenses veinticinco millones) (o su equivalente en otra moneda) que originara la caducidad de sus plazos (que no fuera la precancelación o rescate opcional);

(d) se acordará o se declarará una moratoria general respecto del pago o cumplimiento de las obligaciones de las Compañías (que no excluya expresamente las Obligaciones Negociables);

(e) que las Compañías (i) solicitaran o prestaran su consentimiento a la designación de un depositario, síndico, liquidador o funcionario similar para la totalidad o parte sustancial de los bienes de las Compañías, (ii) no pudieran, o admitieran por escrito la imposibilidad de pagar sus deudas a su vencimiento, (iii) efectuaran una cesión general en beneficio de los acreedores de las Compañías; (iv) fueran declaradas en quiebra o insolventes, (v) presentaran un pedido de quiebra, o se presentaran en concurso preventivo de acreedores procurando beneficiarse por una ley de insolvencia aplicable, (vi) contestaran una demanda admitiendo los alegatos importantes presentados en su contra en un pedido de quiebra, concurso preventivo o juicio por insolvencia; o (vii) tomaran cualquier medida societaria con el objeto de realizar alguno de los actos precedentes o su equivalente, de conformidad con las leyes de la República Argentina o cualquier otra legislación aplicable; dejándose constancia que no será considerado Supuesto de Incumplimiento (i) una presentación de concurso preventivo en Argentina pero solo en la medida en que dicha presentación ocurra antes de la Fecha Final SUNs y (A) dicha presentación no tiene un Efecto Sustancialmente Adverso sobre las Obligaciones Negociables ni ninguna Co-Emisora y (B) ningún otro Supuesto de Incumplimiento ha ocurrido ni continúa bajo las Obligaciones Negociables o cualquier otra Deuda (excepto la Deuda de Referencia) de cualquier Co-Emisora o Subsidiaria en relación con dicha presentación; y (ii) los hechos o acciones llevados a cabo por las Co-Emisoras en relación con, o como resultado de, la Reestructuración de los SUNs, incluyendo el acuerdo preventivo extrajudicial de las Co-Emisoras contemplado con respecto a la Reestructuración de los SUNs;

(f) cuando no mediando su solicitud, aprobación o consentimiento, se iniciaran acciones judiciales ante un tribunal competente procurando, respecto de las Compañías, la quiebra, concurso preventivo, disolución, liquidación, convocatoria de acreedores, reestructuración, quita de su deuda, o la designación de un depositario, síndico, liquidador o funcionario similar para las Compañías, o se solicitara cualquier otro recurso de conformidad con la ley de quiebras aplicable; y (i) la demanda de ese proceso legal no hubiese sido contestada fehacientemente y de buena fe por las Compañías o (ii) ese proceso legal continuara sin extinguirse durante 90 días consecutivos, o (iii) cualquier tribunal competente dictara una sentencia firme e inapelable ordenando la ejecución de cualquiera de las medidas precedentes;

(g) que cualquier supuesto que, de conformidad con la legislación de cualquier jurisdicción pertinente, tuviera un efecto análogo a los párrafos (e) y (f) precedentes;

(h) cualquier Entidad Gubernamental nacionalizara, secuestrara o expropiara la totalidad o una parte sustancial de los activos de las Compañías tomadas en conjunto o de las acciones ordinarias de las Compañías, o cualquier Entidad Gubernamental asumiera el control de las actividades y operaciones de las Compañías;

(i) incumplimiento por parte de cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria en cumplir con cualquier otra cláusula, acuerdo u obligación bajo las Obligaciones Negociables o cualquier otro Documento del Colateral, y dicho incumplimiento continúa por 30 días o más después de recibir una notificación por escrito a cualquier Co-Emisora por parte del Representante de los Tenedores o a cualquier Co-Emisora y al Representante de los Tenedores por parte de los Tenedores de al menos el 25,0% del monto de capital total en circulación de las Obligaciones Negociables; a menos que sea subsanado o dispensado previo a la recepción de dicha notificación por cualquier Co-Emisora, y siempre que dicho período se extienda a un plazo de noventa (90) días después de tal incumplimiento si la Co-Emisora respectiva, o cualquier Subsidiaria están realizando esfuerzos comercialmente razonables para subsanar dicho incumplimiento; y

(j) (i) si cualquier derecho de garantía creado por los Documentos del Colateral con respecto a cualquier porción material del Colateral de Timbúes deja de estar en plena vigencia y efecto (excepto según lo permitido en el presente Suplemento o los Documentos del Colateral), o (ii) una declaración por cualquier Co-Emisora, o cualquier Subsidiaria de que cualquier porción material del Colateral de Timbúes no está sujeta a un derecho de garantía válido y perfeccionado (excepto según lo permitido por los términos de presente Suplemento o los Documentos del Colateral); o (iii) el repudio por cualquier Co-Emisora de cualquiera de sus obligaciones materiales bajo los Documentos del Colateral.

entonces, los tenedores de no menos del 25% del monto de capital de las Obligaciones Negociables en circulación en ese momento, según sea el caso, mediante notificación escrita a las Compañías podrán declarar inmediatamente vencidas y pagaderas todas las Obligaciones Negociables en circulación; teniendo en cuenta que, en caso que ocurriera cualquiera de los Supuestos de Incumplimiento descriptos en los párrafos (e), (f) y (g) anterior con respecto a las Compañías, todas las Obligaciones Negociables, según el caso, se considerarán vencidas y exigibles de inmediato, sin que ninguno de los Tenedores de dichas Obligaciones Negociables deba efectuar notificación a las Compañías o tomar otra medida al respecto.

Se deja expresamente establecido que no será considerado un Supuesto de Incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables: cualquier acto necesario para instrumentar el APE Permitido.

Al producirse una declaración de caducidad de plazos (i) el capital de esas Obligaciones Negociables se considerará vencido; y (ii) el interés compensatorio devengado sobre ellas y cualquier otro monto pagadero sobre las Obligaciones Negociables vencerá y será exigible.

Si el Supuesto de Incumplimiento que diera origen a dicha declaración de caducidad de plazos fuera subsanado o dispensado luego de tal declaración, ésta podrá ser anulada por tenedores de no menos del 25% del monto de capital de las Obligaciones Negociables en circulación en ese momento, según sea el caso.

Las Co-Emisoras estarán obligadas, una vez que tomen conocimiento de cualquier Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento, a notificar al Representante de los Tenedores a la mayor brevedad posible (y en todo caso dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes) mediante un certificado de funcionarios de GEMSA que describa el evento que constituiría un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento, su estado y las medidas que las Co-Emisoras están adoptando o se proponen adoptar al respecto. En ausencia de dicha notificación de Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento por parte de las Co-Emisoras y de la descripción del Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento en dicho certificado, no se considerará que el Representante de los Tenedores, el Agente de la Garantía ni el Fiduciario tienen conocimiento o se les imputa conocimiento de ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento.

Asimismo, las Co-Emisoras estarán obligadas a entregar al Representante de los Tenedores, dentro de los 120 días posteriores al cierre de cada ejercicio, un certificado de funcionarios de GEMSA que indique si los firmantes tienen conocimiento de algún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento ocurrido durante el ejercicio anterior.

Sin perjuicio de lo dispuesto en "*— Asambleas*" y "*— Acuerdo de Acreedores*", ningún Tenedor de las Obligaciones Negociables tendrá derecho a iniciar procedimiento alguno en relación con el presente Suplemento o los Documentos del Colateral, ni recurso alguno en virtud de los mismos, salvo que:

(a) dicho Tenedor hubiera notificado por escrito al Representante de los Tenedores la subsistencia de un Supuesto de Incumplimiento;

(b) los Tenedores de al menos el 25% del monto de capital total en circulación de las Obligaciones Negociables formularan una solicitud por escrito al Representante de los Tenedores para que inicie el recurso correspondiente;

(c) dichos Tenedores proporcionaran al Representante de los Tenedores, al Agente de la Garantía y/o al Fiduciario, según corresponda, una indemnización satisfactoria a su criterio contra cualquier costo, responsabilidad o gasto;

(d) el Representante de los Tenedores, el Agente de la Garantía y/o el Fiduciario no hubiera dado cumplimiento a la solicitud dentro de los 90 días siguientes a la recepción de dicha notificación y ofrecimiento de indemnización; y

(e) durante dicho período de 90 días, los Tenedores de la mayoría del monto de capital total en circulación de las Obligaciones Negociables no hubieran impartido al Representante de los Tenedores, al Agente de la Garantía y/o al Fiduciario, según corresponda, una instrucción escrita que, a criterio del Representante de los Tenedores, el Agente de la Garantía y/o el Fiduciario, resulte incompatible con la solicitud;

quedando establecido que cada Tenedor de una Obligación Negociable podrá iniciar una acción judicial para exigir el pago del capital de y/o los intereses sobre dicha Obligación Negociable en o con posterioridad a las respectivas fechas de vencimiento, de conformidad con el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Asamblea

De acuerdo con lo establecido por el artículo 14 de las Ley de Obligaciones Negociables (según fuera modificado por el artículo 151 de la Ley de Financiamiento Productivo) y en el Prospecto, las modificaciones a los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables serán aprobadas mediante una asamblea extraordinaria de obligacionistas de acuerdo con el tema a tratar en la correspondiente asamblea, tal como se detalla a continuación:

(a) "Términos y Condiciones Económicos"

En relación con asambleas extraordinarias de obligacionistas tendientes a tratar términos y condiciones "Económicos" el quórum de dicha asamblea en primera convocatoria se constituirá con los tenedores que representen al menos el 60% del monto total de capital de cada una de las clases de las Obligaciones Negociables involucradas y en segunda convocatoria será con los Tenedores que representen al menos el 30% del monto total de capital de cada una de las clases de las Obligaciones Negociables involucradas. En una asamblea en la cual esté presente un quórum según lo precedentemente descripto, cualquier resolución para modificar o reformar o para renunciar al cumplimiento con, cualquier disposición relacionada a los "Términos y Condiciones Económicos" de las Obligaciones Negociables será efectivamente adoptada y decidida si cuenta con la aprobación de tenedores que representen el 70% del capital de las clases afectadas de las Obligaciones Negociables presentes en cada Asamblea (sujeto, en su caso, a lo establecido más adelante en el apartado "*—Modificaciones con Mayorías Cruzadas Entre Clases*").

Se entiende por "Términos y Condiciones Económicos" taxativamente a:

(i) cambio de las fechas de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables;

(ii) reducción del monto de capital, de la tasa de interés y/o cualquier otro monto pagadero bajo las Obligaciones Negociables;

(iii) cambio del lugar y/o moneda de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables;

(iv) liberar el Colateral de Timbúes o para enmendar, cambiar o modificar los Documentos del Colateral y/o cualquier disposición del Suplemento relacionada con el Colateral de Timbúes o eliminar de una manera no contemplada expresamente por el presente Suplemento; con la salvedad de que no se requerirá el consentimiento de los Tenedores para enmendar, cambiar o modificar cualquier disposición de cualquier Contrato Cedido de Timbúes, a menos que dicha enmienda, cambio o modificación al respectivo Contrato Cedido de Timbúes afecte material y negativamente a los Tenedores de las Obligaciones Negociables, en cuyo caso se requerirá el consentimiento de los Tenedores de al menos el 70,0% del monto de capital en circulación de la clase correspondiente de las Obligaciones Negociables.

Cualesquiera modificaciones, reformas o renuncias bajo las Obligaciones Negociables realizada por la asamblea de obligacionistas serán concluyentes y obligatorias para los tenedores de las Obligaciones Negociables, hayan aprobado o no y hayan estado presentes, y también lo serán para todos los futuros Tenedores de Obligaciones Negociables afectados por ella, se anote o no la modificación, reforma o renuncia en cuestión en dichas Obligaciones Negociables.

(b) "Otros Términos"

En relación con asambleas extraordinarias de obligacionistas tendientes a tratar términos y condiciones no incluidos en el acápite anterior "*(a) Términos y Condiciones Económicos*" el quórum de dicha asamblea en primera convocatoria se constituirá con los tenedores que representen al menos el 60% del monto total de capital de cada una de las clases de las Obligaciones Negociables involucradas y en segunda convocatoria serán los Tenedores que representen al menos el 30% del monto total de capital de cada una de las clases de las Obligaciones Negociables involucradas, en cada asamblea. En una asamblea en la cual esté presente un quórum según lo precedentemente descripto, cualquier resolución para modificar o reformar o para renunciar al cumplimiento con, cualquier disposición relacionada a las Obligaciones Negociables distinta de los términos y condiciones incluidos en el acápite anterior de "*a) Términos y Condiciones Económicos*" será efectivamente adoptada y decidida si cuenta con la aprobación de los tenedores que representen la mayoría simple del capital de las Obligaciones Negociables presentes en cada asamblea de cada una de las clases involucradas.

Se entiende por "Otros Términos" a meros fines ejemplificativos a:

(i) reducción del porcentaje del valor nominal de las Obligaciones Negociables necesario para modificar o enmendar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables y/o para prestar su consentimiento a una dispensa bajo las Obligaciones Negociables y/o reducir los requisitos para votar o constituir quórum descriptos anteriormente, siempre y cuando dicho asunto no esté incluido en acápite anterior de "*(a) Términos y Condiciones Económicos*" (en cuyo caso, aplicará lo detallado en el mencionado acápite);

(ii) eliminar y/o modificar los Supuestos de Incumplimiento de las Obligaciones Negociables, siempre y cuando dicho asunto no esté incluido en acápite anterior de "*(a) Términos y Condiciones Económicos*" (en cuyo caso, aplicará lo detallado en el mencionado acápite); y/o

(iii) modificar los requisitos anteriores y/o reducir del porcentaje del monto de capital de las Obligaciones Negociables necesario, para dispensar un Supuesto de Incumplimiento, siempre y cuando dicho asunto no esté incluido en acápite anterior de "*(a) Términos y Condiciones Económicos*" (en cuyo caso, aplicará lo detallado en el mencionado acápite); y/o

(iv) cualquier otro asunto que no se encuentre específicamente detallado en "*(a) Términos y Condiciones Económicos*".

Cualesquiera modificaciones, reformas o renuncias bajo alguna clase de las Obligaciones Negociables realizadas por la asamblea de obligacionistas serán concluyentes y obligatorias para los tenedores de las Obligaciones Negociables de dicha clase, hayan aprobado o no y hayan estado presentes, y también lo serán para todos los futuros tenedores de Obligaciones Negociables de dicha clase afectados por ella, se anote o no la modificación, reforma o renuncia en cuestión en dichas Obligaciones Negociables.

(c) "Modificaciones con Mayorías Cruzadas Entre Clases"

Mayoría entre Clases con Votación Agregada Simple

Sin perjuicio de los quórums y mayorías previstos para la constitución y decisión de las asambleas de obligacionistas previstos con anterioridad, cualquier modificación, reforma o renuncia relativa a los Términos y Condiciones Económicos que afecte concurrentemente a cada una de las clases de las Obligaciones Negociables (las "Clases Afectadas" y sus tenedores, los "Tenedores Afectados"), y que sea Uniformemente Aplicable entre todas las

clases, podrá ser aprobada con la aprobación de tenedores que representen más del 70% del monto principal agregado en circulación de todas las Clases Afectadas, consideradas en conjunto, sin exigirse mayorías separadas por cada Clase Afectada.

A los fines de este Suplemento, "Uniformemente Aplicable" será cualquier modificación, enmienda y/o dispensa que afecte a los Términos y Condiciones Económicos correspondientes a cada una de las Clases Afectadas, de forma idéntica en su naturaleza, alcance y oportunidad. Se deja expresa constancia que una modificación será considerada Uniformemente Aplicable aun cuando, luego de su implementación, subsistan diferencias entre las Clases Afectadas con origen previo a dicha modificación, enmienda y/o dispensa.

Modificaciones Entre Clases con Votación Agregada de Dos Niveles

Sin perjuicio de lo establecido en los apartados anteriores, cualquier modificación, enmienda y/o dispensa a Términos y Condiciones Económicos que afecte concurrentemente a más de una de las Clases Afectadas, y que sea Uniformemente Aplicable, podrá ser aprobada con el cumplimiento simultáneo de los siguientes umbrales: (i) la aprobación de tenedores que representen al menos el 66% del monto de capital total agregado en circulación de todas las Clases Afectadas, consideradas en forma conjunta; y (ii) la aprobación de tenedores que representen al menos el 50% del monto de capital en circulación de cada una de las Clases Afectadas, consideradas individualmente.

Prescindencia de Asambleas

De conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, la aprobación de cualquier modificación, ampliación y/o dispensa por parte de los Tenedores requiere del consentimiento de los mismos obtenido en el marco de una asamblea de Tenedores celebrada con arreglo a las disposiciones descriptas anteriormente, podrá celebrarse a través de cualquier otro medio fiable que garantice a los Tenedores de Obligaciones Negociables acceso previo a información y les permita votar, de conformidad con el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables (conforme fuera modificada por el Artículo 151 de la Ley de Financiamiento Productivo) y demás reglamentaciones aplicables. No es necesario que los Tenedores de Obligaciones Negociables aprueben la forma de una modificación, ampliación o dispensa que se hubiere propuesto, sino que basta con que consientan su contenido siguiendo el siguiente procedimiento.

Las Co-Emisoras remitirán a cada tenedor registrado por medio fehaciente, escrito dirigido al domicilio registrado ante CVSA, o cualquiera otro denunciado a las Co-Emisoras, una nota (la "Solicitud de Consentimiento") que deberá incluir (i) una descripción pormenorizada de las circunstancias del caso, (ii) en su caso, su evaluación y el modo en que dichas circunstancias afectarían a las Co-Emisoras o a las Obligaciones Negociables, según sea el caso, (iii) los recaudos indicados en el párrafo siguiente a efectos de manifestar su voluntad, y (iv) la advertencia que el silencio, transcurridos cinco (5) Días Hábiles de la recepción de la Solicitud de Consentimiento (o el plazo menor o mayor que indiquen las Co-Emisoras), importará una negativa a la Solicitud de Consentimiento. Alternativamente, se podrá usar los sistemas habilitados por Caja de Valores para la implementación del proceso de Solicitud de Consentimiento de acuerdo con la práctica de mercado, para lo cual las comunicaciones a través de dicho sistema serán consideradas como fehacientes a los efectos de garantizar la puesta a disposición de la información y mecanismo habilitado para que el tenedor pueda expresar su consentimiento.

Los tenedores de Obligaciones Negociables deberán contestar por nota o según el método fehaciente que señalen las Co-Emisoras, dentro de los 5 (cinco) Días Hábiles de recibida la nota de las Co-Emisoras, o dentro del plazo mayor que las Co-Emisoras indiquen. Las Compañías deberán verificar que exista consentimiento de la mayoría requerida, según la decisión a adoptar conforme se indique en los acápites anteriores de (a) "Términos y Condiciones Económicos" y/o (b) "Otros Términos" y/o (c) "Modificaciones con Mayorías Cruzadas Entre Clases" del presente Suplemento, de los tenedores registrados de Obligaciones Negociables a la fecha de vencimiento del plazo correspondiente, conforme a los registros de CVSA. A efectos aclaratorios se establece que las mayorías aquí requeridas consisten en la aprobación por parte de los tenedores de cada clase que representen el: (i) 70% del capital de cada una de las clases de las Obligaciones Negociables involucradas en circulación para cuestiones incluidas en (a) "Términos y Condiciones Económicos" y/o (ii) la mayoría simple del capital de cada una de las clases de las Obligaciones Negociables involucradas en circulación para las cuestiones incluidas en (b) "Otros Términos" y/o (iii) en el caso de (c) "Modificaciones con Mayorías Cruzadas Entre Clases": (y) más del 70% del monto principal agregado en circulación de todas las Clases Afectadas, consideradas en conjunto, sin exigirse mayorías separadas por cada Clase Afectada, o (z) al menos el 66% del monto de capital total agregado en circulación de todas las Clases Afectadas, consideradas en forma conjunta, junto con al menos el 50% del monto de capital en circulación de cada una de las Clases Afectadas, consideradas individualmente.

En cuanto no hubieren sido expresamente modificados por el presente Suplemento o en tanto no resulten aplicables en virtud de lo previsto por los términos y condiciones del presente Suplemento, se aplican a las Obligaciones Negociables los términos y condiciones previstos en la sección "*De la Oferta y la Negociación—Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables-Asamblea*" del Prospecto.

El Representante de los Tenedores, el Agente Intercreditorio, el Agente de la Garantía, y el Fiduciario

Salvo durante la subsistencia de un Supuesto de Incumplimiento, el Representante de los Tenedores, el Agente Intercreditorio, el Agente de la Garantía y el Fiduciario cumplirán únicamente aquellas funciones que se encuentren específicamente establecidas en el presente Suplemento, los Documentos del Colateral y el Acuerdo de Acreedores. Durante la subsistencia de un Supuesto de Incumplimiento, el Representante de los Tenedores, el Agente Intercreditorio, el Agente de la Garantía y el Fiduciario ejercerán los derechos y poderes que les son conferidos y emplearán el mismo grado de cuidado y diligencia que una persona prudente emplearía en circunstancias similares en la conducción de sus propios asuntos.

El Representante de los Tenedores, el Agente de la Garantía y el Fiduciario no tendrán responsabilidad alguna respecto de cálculos que deban ser realizados por las Co-Emisoras conforme al presente Suplemento, ni estarán obligados a mantener fondos en moneda distinta al Dólar Estadounidense o al Peso.

Al ejecutar cualquier enmienda, liberación de gravámenes u otra actuación expresamente prevista de conformidad al presente Suplemento, los Documentos del Colateral o el Acuerdo de Acreedores (ya sea porque las Co-Emisoras se encuentran expresamente facultadas o porque se obtuvieron las mayorías de Tenedores previstas por este Suplemento), e incluyendo sin limitación los resultantes de la consumación de la Oferta y la emisión de una o más clases de Obligaciones Negociables, el Representante de los Tenedores, el Agente de la Garantía y el Fiduciario estarán facultados a confiar, a su exclusiva satisfacción, exclusivamente en un Certificado de Directores de las Co-Emisoras y/o una opinión legal de una firma de reconocido prestigio, según corresponda, como evidencia suficiente de que se han cumplido las condiciones previstas para dicha actuación, sin necesidad de verificación independiente. El Representante de los Tenedores, el Agente Intercreditorio, el Agente de la Garantía y el Fiduciario no serán responsables de verificar o investigar la exactitud de dicho Certificado de Directores u opinión legal de una firma de reconocido prestigio.

A fin de efectuar instrucciones y comunicaciones, de conformidad con este Suplemento, los Documentos del Colateral y/o el Acuerdo de Acreedores, al Agente Intercreditorio, el Agente de la Garantía, el Representante de los Tenedores y/o Fiduciario, dirigirse a la siguiente casilla de e-mail: infoar@tmf-group.com, con copia a Felipe Couyoumdjian (Felipe.Couyoumdjian@tmf-group.com) y Leonardo Pirolo (Leonardo.Pirolo@tmf-group.com). En cada caso, los Tenedores serán responsables de acreditar la tenencia de su respectivas Obligaciones Negociables (incluyendo mediante

constancia de Caja de Valores S.A. que expidan los agentes de liquidación y compensación), a exclusiva satisfacción del Agente Intercreditorio, el Agente de la Garantía, el Representante de los Tenedores y/o Fiduciario. Asimismo, los Tenedores deberán proporcionar al Agente Intercreditorio, el Agente de la Garantía, el Representante de los Tenedores y/o Fiduciario, según corresponda, una indemnización satisfactoria a su criterio contra cualquier costo, responsabilidad o gasto.

Ningún director, funcionario, empleado, accionista o persona controlante, pasado, presente o futuro, del Representante de los Tenedores, el Agente Intercreditorio, el Agente de la Garantía y el Fiduciario, en su carácter de tal, tendrá responsabilidad alguna por las obligaciones de las Co-Emisoras bajo las Obligaciones Negociables o el presente Suplemento, ni por reclamo alguno basado en, respecto de, o con motivo de dichas obligaciones. Cada Tenedor, al aceptar una Obligación Negociable, renuncia y libera toda esa responsabilidad. La renuncia y liberación son parte de la contraprestación por la emisión de las Obligaciones Negociables.

Definiciones

"Acciones Preferidas Especiales" significa todo Capital Social que, por sus condiciones (o por las condiciones de cualquier título en el cual sea convertible o pudiera canjearse), o ante el acaecimiento de cualquier circunstancia, otorgue el derecho a cualquier pago de dividendos o distribución obligatoria (salvo un derecho que esté expresamente sujeto al cumplimiento de las Compañías de sus obligaciones contraídas bajo las Obligaciones Negociables), opere su vencimiento o deba ser obligatoriamente rescatado, total o parcialmente, en virtud de una obligación de fondo de amortización o por otro motivo, o sea rescatable a opción de su tenedor o con anterioridad a la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables o fuera canjeable por Endeudamiento de las Compañías con anterioridad a dicha fecha; quedando establecido que sólo el monto de dicho Capital Social sujeto a rescate antes del vencimiento de las Obligaciones Negociables será considerado Acciones Preferidas Especiales.

"*Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplementos Internacional.

"*APE Permitido*" significa el acuerdo preventivo extrajudicial de las Co-Emisoras contemplado con respecto al reordenamiento financiero integral de las Co-Emisoras, sustancialmente en los términos establecidos en la Oferta a las ONs No Garantizadas Locales y en la Oferta a las ONs 2027.

"*Asesores AHG*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplementos Internacional.

"*Cambio de Control*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"*CAMMESA*" significa Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, una sociedad anónima debidamente organizada y válidamente existente bajo las leyes de Argentina.

"Capital Social" significa, con respecto a cualquier persona, todas y cada una de las acciones, participaciones, derechos u otros equivalentes (cualquiera fuera su designación, con o sin derecho a voto) u otras participaciones de titularidad en dicha Persona (inclusive, si dicha Persona es una sociedad de personas, las cuotapartes), en circulación en el presente o emitidos después de la Fecha de Emisión y Liquidación, en cada caso incluyendo, sin limitación, todas las acciones, acciones preferidas y opciones, warrants u otros derechos de adquirir cualquiera de los precedentes.

"*Capitalización*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplementos Internacional.

"*Cartas Honorarios de los Asesores AHG*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplementos Internacional.

"*CCEE de Timbúes*" significa el contrato de compra de energía de fecha 30 de junio de 2016, celebrado entre AESA (actualmente GEMSA) y CAMMESA bajo la Resolución No. 21/2016, relacionado con la Central Térmica Timbúes, conforme fuera enmendado, complementado, renovado, extendido, reemplazado o de otra forma modificado, e incluyendo cualquier contrato sucesor o de reemplazo celebrado al respecto.

"*Central Térmica Timbúes*" significa la central eléctrica (conocida como Central Térmica Generación Timbúes) propiedad de GEMSA y ubicada en Timbúes, Santa Fe, Argentina, Argentina.

"*Certificado de Directores*" significa un certificado firmado por el representante legal y/o dos directores y/o un apoderado de la Persona que emite dicho certificado, y cuyas firmas y facultades se encuentren certificadas por escribano público, y legalizadas de corresponder.

"*Colateral de Timbúes"* significa, conjuntamente, el Contrato de Prenda de Timbúes y los Contratos Cedidos de Timbúes.

"*Contrato de Prenda de Timbúes Original*" significa el contrato de prenda celebrado con fecha 30 de octubre de 2024, entre AESA (actualmente GEMSA) y TMF Trust Company (Argentina) S.A. (como agente de la garantía, en beneficio de las partes garantizadas correspondientes), conforme fuera enmendado, complementado o modificado de tiempo en tiempo, de conformidad con el artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, sobre todos los derechos y títulos que posee GEMSA respecto a (i) los Equipo Timbúes, y (ii) el derecho de GEMSA a recibir compensación como resultado de la condena, nacionalización, incautación o expropiación de los Equipos Timbúes.

"*Contrato de Vapor de Timbúes*" significa la carta oferta para celebrar un contrato enviada por AESA (actualmente GEMSA) el 12 de enero de 2017 y aceptada por Renova S.A. en igual fecha, relacionado con la Central Térmica Timbúes y su enmienda de fecha 8 de septiembre de 2020, celebrada entre AESA (actualmente GEMSA) y Renova S.A.

"*Contratos Cedidos de Timbúes*" significa el CCEE de Timbúes y el Contrato de Vapor de Timbúes.

"*Deuda*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"*Deuda de Referencia*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplementos Internacional.

"*Deuda Garantizada*" significa, el capital impago y los intereses sobre (incluyendo los intereses acumulados después de la fecha de vencimiento y los intereses devengados tras la presentación de cualquier pedido de quiebra, o el inicio de cualquier insolvencia, reorganización o procedimiento similar, relacionado con cualquier Co-Emisora o Subsidiaria, ya sea que se permita o no una reclamación por intereses posteriores a la presentación o posterior a la petición en dicho procedimiento), en la medida en que estén garantizadas por el Colateral de Timbúes, las ONs Internacionales Garantizadas, las ONs Clase XLVII, las Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables Elegibles y las ONs Clase XXXIX, así como todas las demás obligaciones, Deudas, préstamos, anticipos, deudas y pasivos de cada Co-Emisora o cualquier Subsidiaria a cualquier Parte Garantizada, de todo tipo y descripción, ya sea directa o indirecta, absoluta o contingente, vencida o por vencer, o actualmente existente o posteriormente contraída, que puedan surgir en consecuencias, a partir de, o en relación con, los Documentos de la Transacción, incluido el Acuerdo de Acreedores, y cualquier otro

Documento del Colateral, o cualquier otro documento realizado, entregado o entregado en relación con ellos, ya sea por capital, intereses, honorarios, reembolsos, indemnizaciones, primas de pago anticipado, costes, gastos (incluyendo todas las comisiones, cargos y desembolsos de asesoría a las Partes Garantizadas que deben ser pagados por cualquier Co-Emisora o Subsidiaria conforme a ellos) o de lo contrario (ya sea que lo especifique o no alguna obligación negociable o instrumento y ya sea o no por el pago de dinero).

"*Deuda Permitida*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplementos Internacional.

"*Deuda sin Recurso*" significa Endeudamiento de cualquier Persona (i) respecto del cual las Compañías no (a) otorguen ninguna garantía o respaldo financiero de ninguna naturaleza (incluido cualquier compromiso, fianza, acuerdo de indemnidad o instrumento que constituiría Endeudamiento) ni (b) sean directa o indirectamente responsable (como fiador o en otro carácter), en cada caso, salvo créditos contingentes de dicha persona contra las Compañías por el cumplimiento de acuerdos que contemplen la entrega de bienes y servicios a dicha persona en el curso habitual de los negocios; excepto en aquellos casos en los que las Compañías asuma el carácter de co-emisor de obligaciones negociables en una emisión internacional con amortizaciones no anteriores a 3 (tres) años, respecto de la porción de fondos obtenidos por la colocación que sean destinados a los co-emisores y por los cuales las Compañías debiera eventualmente responder por su carácter de co-deudora solidaria; (ii) respecto del cual ningún incumplimiento permitiría (con su notificación, el transcurso del tiempo o ambas circunstancias) que cualquier tenedor de cualquier otro Endeudamiento de las Compañías declare un incumplimiento de dicho otro Endeudamiento o disponga la caducidad de plazos o el pago antes de su vencimiento estipulado; y (iii) cuyos términos explícitos dispongan que no existe recurso contra ninguno de los bienes de las Compañías (salvo créditos contingentes de dicha persona contra las Compañías por el cumplimiento de acuerdos que contemplen la entrega de bienes y servicios a dicha persona en el curso habitual de los negocios).

"*Documentos de Deuda Garantizada*" significa los Documentos de la Transacción y las líneas de crédito, los contratos de emisión de valores negociables, los instrumentos o acuerdos que rigen la Deuda Garantizada, incluyendo cualquier documento que rija Deuda de cualquier Co-Emisora o Subsidiaria que esté garantizada por, o vaya a ser garantizada por, el Colateral de Timbúes (o cualquier parte del mismo).

"*Documentos de la Transacción*" significa, en conjunto: (i) el presente Suplemento; (ii) los certificados globales que representan las Obligaciones Negociables; (iii) el Acuerdo de Acreedores; y (iv) los Documentos del Colateral.

"*Documentos del Colateral*" significa, colectivamente, (i) el Contrato de Fideicomiso en Garantía, (ii) el Contrato de Prenda de Timbúes, (iii) cualquier otro documento regido por las leyes de Argentina celebrado en o después de la Fecha de Emisión y Liquidación en virtud del cual se pretenda crear un gravamen sobre cualquier activo de cualquier Persona a favor del Agente de la Garantía, el Fiduciario o cualquier otro agente o fiduciario en beneficio de las Partes Garantizadas para asegurar las obligaciones de las Co-Emisoras bajo los Documentos de la Transacción, y (iv) el Acuerdo de Acreedores y cualquier acuerdo de acreedores adicional, incluidos, en cada uno de los casos de las cláusulas (i) a (iv) anteriores, cualquier enmienda y suplemento de los mismos.

"*Efecto Sustancialmente Adverso*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"Endeudamiento" significa, respecto de una persona: (i) todas las obligaciones por dinero tomado en préstamo, (ii) todas las obligaciones representadas por bonos, obligaciones negociables (emitidas tanto local como internacionalmente), debentures, pagarés u otros instrumentos similares, (iii) todas las obligaciones conforme a locaciones que, de conformidad con los PCGA Argentinos, se registrarían como operaciones de leasing, (iv) todas las obligaciones de tal persona respecto de cartas de crédito, aceptaciones bancarias u otros instrumentos similares, (v) todo endeudamiento de terceros garantizado por un Gravamen sobre cualquier bien de dicha persona, esté o no garantizado o haya sido o no asumido por dicha persona, (vi) todos los pasivos de dicha persona (reales o contingentes) conforme a una venta condicional, cesión u otra transferencia con obligación de recompra (incluyendo, sin limitación, por medio de descuento o factoreo de deudas o créditos), (vii) todas las Obligaciones Contingentes de dicha Persona, y (viii) endeudamiento que represente Acciones Preferidas Especiales valuadas al precio que sea mayor entre el precio de recompra fijado máximo voluntario o involuntario, más los dividendos devengados; teniendo en cuenta que el término Endeudamiento no incluirá (i) las deudas comerciales y gastos devengados originados en el curso habitual de los negocios y en condiciones de mercado conforme a las costumbres de práctica, (ii) las Obligaciones de Cobertura; (iii) la Deuda sin Recurso; (iv) la deuda de las Co-Emisoras con sus proveedores por financiamientos comerciales; y (v) deuda de cualquier naturaleza asumida por las Compañías cuando las obligaciones de pago de capital bajo tal endeudamiento se encuentren subordinadas en prioridad de pago a la cancelación de las Obligaciones Negociables.

"Endeudamiento Conforme Documentos Internacionales" tiene el significado asignado al término "Endeudamiento" en el Suplemento Internacional.

"Entidad Gubernamental" significa un organismo o entidad pública constituida o a ser constituida en el ámbito de los estados nacionales, provinciales o municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o cualquiera otra entidad jurídica existente en el presente o a crearse en el futuro que en la actualidad o en el futuro sea de propiedad o se encuentre bajo el control directo o indirecto de un organismo o entidad públicos.

"*Equipos de Timbúes*" significa prácticamente todos los activos instalados y en operación en la Central Térmica Timbúes propiedad de GEMSA y ubicados en Timbúes, Santa Fe, Argentina, incluyendo (i) una turbina Siemens, modelo SGT5-2000E, 170 MW, Serie No. MB000191, Material N° OMAT00440731, Diseño N° MBBSG20A00, y (ii) una turbina VOGT Series No. V17508-01.

"*Evento de Cambio de Control*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"*Exceso de Caja*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"*Fecha de Emisión Internacional*" tiene el significado asignado al término "Fecha de Emisión" en el Suplemento Internacional.

"*Fecha Final SUNs*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"Gravamen" significa, respecto de cualquier activo: (i) cualquier hipoteca, fideicomiso en garantía, escritura de garantía de deuda, gravamen (legal o de otro tipo), prenda, pignoración, privilegio, restricción, cesión en garantía, carga o derecho real de garantía sobre dicho activo; (ii) el interés de un proveedor o locador bajo un contrato de venta condicional, leasing financiero o retención de título (o cualquier arrendamiento financiero que posea sustancialmente el mismo efecto económico que cualquiera de las figuras anteriores) en relación con dicho activo; y (iii) en el caso de participaciones de capital o títulos de deuda, cualquier opción de compra, derecho de compra o derecho similar de un tercero respecto de dichas participaciones de capital o títulos de deuda.

"*Gravámenes Permitidos*": tiene el significado asignado a dicho término en el contrato de emisión de las ONs Clase XXXIX, de fecha 30 de octubre de 2024 (según fuera modificado el 8 de noviembre de 2024), y, en caso de emitirse las ONs Internacionales Garantizadas, el contrato de emisión correspondiente y/o el Suplemento Internacional.

"*Ingresos Netos en Efectivo*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"Obligaciones Contingentes" significa, respecto de cualquier persona, cualquier obligación de dicha persona en garantía o que efectivamente garantiza cualquier Endeudamiento, alquiler, dividendos u otras obligaciones (una "obligación principal") de otra persona de cualquier forma, ya sea directa o indirectamente, incluidas, entre otras, avales y cualquier obligación de dicha persona, contingentes o no, (a) para comprar dicha obligación principal o cualquier bien que constituya su garantía directa o indirecta, (b) para anticipar o proveer fondos (i) para la compra o pago de dicha obligación principal o (ii) para mantener capital de trabajo o capital accionario del obligado principal o para de cualquier otra forma mantener el patrimonio neto o la solvencia del obligado principal, (c) para comprar bienes, títulos valores y servicios principalmente con el objeto de asegurar al titular de dicha obligación principal la capacidad del obligado principal de efectuar el pago de dicha obligación principal o (d) para de cualquier otra forma asegurar o mantener indemne al titular de dicha obligación principal contra leyes al respecto, pero excluyendo –en todos los casos- aquéllas obligaciones incurridas o depósitos efectuados en el curso habitual de los negocios de las Compañías, incluyendo sin limitación la constitución de garantías de mantenimiento de oferta, garantía de anticipo, cumplimiento de contrato, fondo de reparo, independientemente de que las mismas sean o no constituidas mediante pólizas de caución, así como el ejercicio del derecho de retención y en cada caso, no incurridos o creados en relación con el préstamo de dinero sino para garantizar el cumplimiento de ofertas, licitaciones, contratos comerciales, alquileres, obligaciones legales, seguros de caución, costas de apelación, garantías de cumplimiento, de pago anticipado, contratos de compra, construcción o ventas y otras obligaciones de naturaleza similar incurridas en el curso habitual de los negocios. El monto de cualquier Obligación Contingente será considerado un monto igual al monto estipulado o a ser determinado de la obligación principal respecto de la cual se incurre dicha Obligación Contingente o, de no estar estipulado o poder ser determinado, la responsabilidad razonablemente prevista máxima al respecto, determinada por el obligado contingente de buena fe.

"Obligaciones de Cobertura" de una persona significa las obligaciones de pago de dicha persona de acuerdo con (i) cualquier contrato de divisas a término, contrato de pase con relación a divisas u otros contratos o acuerdos similares destinados a cubrir el riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio; o (ii) un contrato de protección de tasa de interés, contrato de futuro de tasas de interés, contrato de opción de tasas de interés, contrato de pase de tasa de interés, acuerdos de tasa máxima, tasa máxima y mínima, contrato de cobertura de tasas de interés, contrato de opción o de futuro u otro acuerdo o contrato similar destinado a brindar protección contra fluctuaciones en las tasas de interés.

"*Obligaciones Garantizadas*" significa el capital no pagado y los intereses de la Deuda Garantizada, así como todas las demás obligaciones, Deuda, préstamos, anticipos, deudas y responsabilidades de cada Co-Emisora, o cualquier Subsidiaria hacia cualquier Parte Garantizada de todo tipo y descripción, ya sea directa o indirecta, absoluta o contingente, exigible o por exigir, o que existan ahora o que se incurran en el futuro, que puedan surgir bajo, de o en conexión con, los Documentos de Deuda Garantizada, incluyendo el Acuerdo de Acreedores y cualquier otro Documento del Colateral, o cualquier otro documento realizado, entregado o dado en conexión con ello, ya sea por concepto de capital, intereses, tarifas, amortizaciones, indemnizaciones, primas de prepago, costos, gastos (incluyendo todos los honorarios, cargos y desembolsos de abogados de las Partes Garantizadas Timbúes que deben ser pagados por cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria conforme a lo dispuesto en este documento) o de cualquier otra manera (ya sea que estén evidenciados por algún pagaré o instrumento y ya sea que sean para el pago de dinero).

"*Partes Garantizadas*" significa, en la medida que estén garantizados por el Colateral de Timbúes, cada agente y acreedor bajo la Deuda Garantizada, sujeta al Acuerdo de Acreedores.

"PCGA Argentinos" significa los principios de contabilidad generalmente aceptados en la República Argentina.

"Persona" significa cualquier persona humana, sociedad anónima, sociedad de responsabilidad limitada, fideicomiso, joint-venture, asociación, empresa, sociedad de personas, Entidad Gubernamental o cualquier otra entidad u organización.

"*Precio Máximo de Compra de los SUNs*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplementos Internacional.

"*Reestructuración de los SUNs*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"*Restricción de Pago*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"*Restricción FX*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"*Subsidiaria*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

"*SUNs*" tiene el significado asignado a dicho término en el Suplemento Internacional.

OFERTA DE CANJE Y SOLICITUD DE CONSENTIMIENTO

A continuación, se incluye una descripción de las principales disposiciones de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento.

Introducción

Las Co-Emisoras por el presente invitan a todos los Tenedores Elegibles a canjear sus Obligaciones Negociables Elegibles por Obligaciones Negociables, sujeto a los términos y condiciones indicados en el presente Suplemento.

A la fecha de este Suplemento, el capital en circulación de las Obligaciones Negociables Elegibles es el siguiente: (i) Obligaciones Negociables Clase XL: US$1.647.811; (ii) Obligaciones Negociables AESA Clase XIX: US$308.135; (iii) Obligaciones Negociables Clase XLI: US$15.438.581; y (iv) Obligaciones Negociables AESA Clase XX: US$ 11.769.050. Las Obligaciones Negociables Elegibles que las Co-Emisoras (y sus subsidiarias) mantengan en cartera a la fecha relevante de cálculo no formarán parte del cómputo de las mayorías establecidas en el presente para la implementación de las Modificaciones Propuestas.

En forma concurrente con la realización de esta Oferta, las Co-Emisoras están realizando las Ofertas Concurrentes. Sin perjuicio de ello, la Oferta no se encuentra condicionada al lanzamiento ni al resultado de las Ofertas Concurrentes. Asimismo, la consumación de la Oferta no está sujeta a ningún mínimo de participación por parte de los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles.

Destinatarios. Relación de Canje y Contraprestación en Efectivo.

La Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento, está dirigida únicamente a Tenedores Elegibles. Las personas que no son Tenedores Elegibles no podrán participar de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento ni de nada de lo que ellas comprenden.

Propósito de la Solicitud de Consentimiento. Modificaciones Propuestas.

El propósito de la Solicitud de Consentimiento es:

(i) liberar las garantías respecto de las Obligaciones Negociables Elegibles y modificar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Elegibles, a efectos de incluir una nueva cláusula de rescate a opción de las Co-Emisoras, que permita el rescate de las Obligaciones Negociables Elegibles mediante la entrega en canje de Obligaciones Negociables a la misma Relación de Canje correspondiente a cada clase de Obligaciones Negociables Elegibles conforme a esta Oferta, pero sin recibir ninguna otra contraprestación específica por participación anticipada voluntaria;

(ii) aumentar el porcentaje de tenedores requeridos para que los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles puedan declarar inmediatamente vencidas y pagaderas todas las Obligaciones Negociables Elegibles en circulación ante la ocurrencia de un supuesto de incumplimiento bajo los correspondientes documentos de emisión, hasta el 95% del capital de Obligaciones Negociables Elegibles en circulación;

(iii) aumentar el porcentaje de tenedores requeridos para que los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles puedan votar favorablemente para participar en, iniciar y/o de cualquier otra forma impulsar acciones de ejecución del Colateral de Timbúes y/o de cualquier garantía que le fuera aplicable a las Obligaciones Negociables Elegibles bajo los correspondientes documentos de emisión, acuerdo de acreedores, y/o cualquier otro documento aplicable, hasta el 95% del capital de Obligaciones Negociables Elegibles en circulación;

(iv) dispensar el pago de intereses moratorios que se podrían haber devengado bajo las Obligaciones Negociables Elegibles hasta la Fecha de Emisión y Liquidación aplicable como resultado de la falta de pago en tiempo y forma de servicios de deuda; y

(v) dispensar cualquier otro Supuesto de Incumplimiento que hubiera ocurrido y se mantuviera vigente a la Fecha de Expiración.

Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. Fecha de Expiración. Prórrogas.

La Fecha de Expiración será la fecha límite para que los Tenedores Elegibles presenten válidamente las Obligaciones Negociables Elegibles para tener derecho a la Relación de Canje y la Contraprestación en Efectivo, en la Fecha de Emisión y Liquidación.

Las Co-Emisoras se reservan el derecho a prorrogar el Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento o la Fecha de Expiración en cualquier momento y por cualquier motivo, lo cual será informado mediante un hecho relevante y un aviso complementario al presente Suplemento.

Las Co-Emisoras se reservan el derecho, sujeto a la ley aplicable, de: (i) demorar la aceptación de las Obligaciones Negociables Elegibles, prorrogar la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento o rescindir la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento para alguna o todas las clases de las Obligaciones Negociables Elegibles en cualquier momento o en forma periódica, según lo dispuesto en este Suplemento; y (ii) modificar, enmendar o dispensar el cumplimiento de, en cualquier momento, o periódicamente, los términos de la Oferta de Canje y de la Solicitud de Consentimiento, incluso a través de la dispensa de alguna condición para la consumación de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, en la medida en que no perjudique a los Tenedores Elegibles que hayan ingresado Instrucciones de Canje y Consentimiento; como así también modificar en particular las cláusulas de "*Recompra y/o Rescate por Exceso de Caja*", "*Rescate por Capitalización*" y "*Declaraciones, garantías y compromisos*" del presente. Caso contrario, se otorgará a los Tenedores Elegibles aceptantes un plazo de 10 Días Hábiles para revocar sus aceptaciones mediante notificación al Agente de Canje y Consentimiento a través de sus respectivos Depositantes por los medios que se establezcan al efecto, de conformidad con lo informado en el aviso complementario a ser publicado oportunamente.

Sujeto a las limitaciones que se describen más arriba, en el supuesto de ejercicio de dicho derecho por las Co-Emisoras, estas realizarán un anuncio público al respecto y distribuirán documentos y/o informaciones adicionales relativas a la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, tan pronto como sea posible.

Revocación del Consentimiento

Salvo en los casos de, y de conformidad con, el presente Suplemento y/o sea requerido por la ley aplicable, los Tenedores Elegibles no podrán revocar ni retirar su Consentimiento una vez otorgado.

Otras condiciones de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento

Sin perjuicio de cualquier otra disposición en el presente Suplemento, en particular de la posibilidad de las Co-Emisoras de declarar desierto el proceso de adjudicación de las Obligaciones Negociables regulado en "*Plan de Distribución*" del presente Suplemento, las Co-Emisoras no estarán obligadas a (i) aceptar en canje ninguna Obligación Negociable Elegible válidamente presentada, o (ii) emitir Obligaciones Negociables en canje por las Obligaciones Negociables Elegibles válidamente presentadas, o (iii) completar la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, a menos que se cumpla cada una de las siguientes condiciones, en o antes de la Fecha de Expiración:

(1) que no se hubieran iniciado, ni fuera inminente que se inicien ni estuvieran en trámite, acciones, procedimientos, solicitudes, reclamos, contrarreclamos o investigaciones (formales o informales) (o no se hubiera producido un suceso sustancial adverso respecto de alguna acción, solicitud, reclamo, contrarreclamo o procedimiento actualmente iniciado, que fuera inminente que se inicie o estuviera en trámite) ante o por algún tribunal, organismo gubernamental, regulatorio o administrativo o repartición, nacional o extranjera, o por alguna otra persona, nacional o extranjera, en relación con la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento que, según el criterio razonable de las Co-Emisoras, (i) sean o fuera razonablemente probable que sean sustancialmente adversos para su negocio, operaciones, bienes, situación (patrimonial u otra), ingresos, activos, pasivos o proyecciones, (ii) prohíban o impidan, o limiten o demoren significativamente, o fuera razonablemente probable que prohíban o impidan, o limiten o demoren significativamente, la consumación de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento o (iii) requieran una modificación en los términos de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento que afecte significativamente los beneficios que las Co-Emisoras prevén obtener de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento;

(2) ningún tribunal u organismo gubernamental, regulatorio o administrativo o repartición hubiera propuesto, sancionado, emitido, dictado, promulgado, aplicado o considerado aplicable alguna resolución, ley, norma, regulación, decreto ejecutivo, suspensión, sentencia, fallo o medida de no innovar que, a criterio razonable de las Co-Emisoras, (i) sea o fuera razonablemente probable que sea significativamente adverso para los negocios, operaciones, propiedades, situación (financiera o de otro tipo), ingresos, activos, pasivos o proyecciones de las Co-Emisoras, (ii) prohíba o impida, o demore o limite significativamente o fuera razonablemente probable que prohíba o impida, o demore o limite significativamente, la consumación de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento o (iii) requiera una modificación de los términos de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento que afecte significativamente los beneficios que las Co-Emisoras prevén obtener de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento;

(3) no deberá haber ocurrido ni ser razonablemente probable que ocurra con posterioridad a la fecha de este Suplemento ningún hecho o condición distinto de aquellos ya divulgados en el Prospecto y/o en este Suplemento que afecte los negocios o los asuntos financieros de las Co-Emisoras o sus afiliadas y los de las subsidiarias de las Co-Emisoras que, a su criterio razonable, (i) sea o fuera razonablemente probable que fuera sustancialmente adversa para los negocios, las operaciones, los bienes, la situación (patrimonial u otra), los ingresos, los activos, los pasivos o las proyecciones de las Co-Emisoras; o (ii) prohíba o impida, o restrinja o demore significativamente, o fuera razonablemente probable que prohíba o impida, o restrinja o demore significativamente, la consumación de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento;

(4) no deberá haberse producido (i) ninguna suspensión general de negociación o limitación de precios para la negociación de títulos valores en los mercados financieros o de títulos valores de Argentina, (ii) ninguna declaración de moratoria bancaria o suspensión de pagos respecto de bancos de Argentina o cualquier otro mercado financiero importante, (iii) un inicio de guerra, hostilidades armadas, actos terroristas u otra calamidad nacional o internacional que directa o indirectamente involucre a Argentina, o (iv) en el caso que ya existiera alguna de las situaciones anteriores a la fecha del presente, no deberá haberse producido una aceleración o agravamiento significativo de dicha situación; y

(5) no deberá haber habido cambios o sucesos, incluido un potencial cambio o suceso, en las condiciones económicas, financieras, de cambios o de mercado generales en Argentina u otra jurisdicción que, según el criterio razonable de las Co-Emisoras, tenga o pudiera tener un efecto adverso sustancial sobre el precio de mercado de las Obligaciones Negociables Elegibles y de las Obligaciones Negociables o en la negociación de las Obligaciones Negociables Elegibles y de las Obligaciones Negociables o en el valor de las Obligaciones Negociables Elegibles y de las Obligaciones Negociables de las Co-Emisoras.

Las condiciones que anteceden son únicamente para beneficio de las Co-Emisoras y estas podrán dispensar su cumplimiento, total o parcialmente, a su absoluto criterio, con sujeción a la legislación aplicable. Cualquier determinación efectuada por las Co-Emisoras en relación con un hecho, circunstancia o suceso descripto o aludido precedentemente será concluyente y vinculante. La omisión de las Co-Emisoras en ejercer en cualquier momento cualquiera de sus derechos no se considerará como una renuncia a cualquier otro derecho, y cada derecho se considerará como un derecho permanente que podrá ser exigido en cualquier momento.

Si alguna de las condiciones precedentes no se cumple, las Co-Emisoras podrán, en cualquier momento en o antes de la Fecha de Expiración: (a) rescindir la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento y restituir las Obligaciones Negociables Elegibles presentadas a los respectivos Tenedores Elegibles participantes; (b) modificar, prorrogar o de otra forma enmendar la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento y retener todas las Obligaciones Negociables Elegibles presentadas al canje hasta la Fecha de Expiración, según fuera prorrogada, sujeto, sin perjuicio de ello, a los derechos de retiro de los Tenedores Elegibles, de conformidad con lo establecido en este Suplemento; o (c) dispensar el cumplimiento de las condiciones no satisfechas con respecto a la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento (en la medida permitida) y aceptar las Obligaciones Negociables Elegibles presentadas.

Declaraciones, garantías y compromisos

Sujeto a, y con vigencia al producirse, la aceptación, y la emisión de las Obligaciones Negociables en canje por las Obligaciones Negociables Elegibles presentadas al canje de conformidad con los términos y sujeto a las condiciones de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, los Tenedores Elegibles aceptantes, mediante la suscripción de las Obligaciones Negociables, habrán declarado, garantizado y acordado lo siguiente:

(a) que son los beneficiarios finales de, o los representantes debidamente autorizados de uno o más beneficiarios finales de, las Obligaciones Negociables Elegibles presentados en virtud del presente, y tienen plenas facultades y atribución para presentar al canje las Obligaciones Negociables Elegibles;

(b) las Obligaciones Negociables Elegibles presentados eran de su titularidad, a la fecha de la presentación al canje, libres y exentos de todo privilegio, carga, reclamo, gravamen, derecho o restricción de cualquier índole, y las Co-Emisoras adquirirán título pleno, perfecto y no

anulable sobre dichas Obligaciones Negociables Elegibles, libre de todo gravamen, privilegio, carga, reclamo, derecho y restricción de cualquier tipo, cuando las Co-Emisoras los acepten;

(c) no venderán, prendarán, constituirán prenda con registro, o de cualquier otro modo gravarán o transferirán ninguna Obligación Negociable Elegible presentada por el presente desde la fecha de la presentación hasta la Fecha de Emisión y Liquidación;

(d) son de otro modo personas a las que resulta lícito entregarle este Suplemento o efectuar la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento de acuerdo con las leyes aplicables;

(e) han tenido acceso a información financiera o de otra índole y se les ha brindado la oportunidad de efectuar consultas a los representantes de las Co-Emisoras y recibir respuestas a ellas, conforme lo consideren necesario en relación con su decisión de participar en la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento;

(f) reconocen que las Co-Emisoras, los Agentes de Adhesión y otras personas se basarán en la veracidad y en la exactitud de las ratificaciones, declaraciones y acuerdos anteriores y aceptan que si alguna de las declaraciones, garantías y reconocimientos efectuados en virtud de su presentación al canje de acuerdo con los procedimientos aquí establecidos dejaran de ser exactas, en cualquier momento antes de la consumación de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, notificarán inmediatamente dicha circunstancia a las Co-Emisoras y los Agentes de Adhesión. Si presentan al canje las Obligaciones Negociables Elegibles en calidad de fiduciarios o agentes de una o más cuentas de inversores, declaran que tienen exclusiva facultad discrecional de inversión con respecto a cada una de dichas cuentas y que tienen plenas facultades para realizar los reconocimientos, declaraciones, y acuerdos anteriores en nombre de dicha cuenta;

(g) al evaluar la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento y al tomar su decisión de participar en la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, los Tenedores Elegibles han efectuado su propia evaluación independiente de las cuestiones aludidas en este Suplemento y en las comunicaciones relacionadas;

(h) la presentación de las Obligaciones Negociables Elegibles constituirá un compromiso de otorgar y celebrar aquellos otros documentos que puedan requerirse en relación con la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento y las operaciones allí previstas, y ofrecer aquellas otras garantías que pudieran ser necesarias en relación con lo anterior, en cada caso de conformidad con, y sujeto a, los términos y condiciones que se describen o a los que se hace referencia en este Suplemento;

(i) dichos Tenedores Elegibles y la persona que recibe las Obligaciones Negociables han observado las leyes de todas las jurisdicciones pertinentes, obtenido todos los consentimientos gubernamentales, de control de cambios u otros consentimientos necesarios, han cumplido con todas las formalidades requeridas y abonado todo impuesto de emisión, a la transferencia u otros impuestos o efectuado los pagos necesarios debidos por cualquiera de ellos en cada aspecto relacionado con cualquier oferta o aceptación en cualquier jurisdicción y los Tenedores Elegibles y dicha persona o personas no han llevado a cabo ningún acto ni omitido acto alguno en violación de los términos de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento o que den o pudieran dar lugar a que las Co-Emisoras o cualquier otra persona actúen en violación de requisitos legales o regulatorios de alguna jurisdicción en relación con la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento o la presentación al canje de Obligaciones Negociables Elegibles en relación con ello; y

(j) ni los Tenedores Elegibles ni la persona que recibe las Obligaciones Negociables actúan en nombre de ninguna persona que no pudiera brindar o realizar las precedentes declaraciones, garantías o compromisos.

Procedimientos para participar de la Oferta de Canje y otorgar el Consentimiento

Los Tenedores Elegibles que deseen participar de la Oferta deberán cursar la Instrucción de Canje y Consentimiento conforme a lo previsto en la sección de *"Plan de Distribución"* del presente Suplemento, y considerar todo lo allí regulado. Se podrá presentar Instrucciones de Canje y Consentimiento en o antes de la Fecha de Expiración.

Agente de Canje y Consentimiento

CVSA ha sido designado como Agente de Canje y Consentimiento para la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento. El Agente de Canje y Consentimiento percibirá la remuneración razonable y habitual por sus servicios y se le reembolsarán todos los gastos generales incurridos en relación con la operación. Para más información véase la sección "*Plan de Distribución*" del presente Suplemento.

Ciertas Restricciones. Jurisdicciones de Nula o Baja Tributación

No podrán participar en la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento ni tampoco efectuar Instrucciones de Canje y Consentimiento de las Obligaciones Negociables Elegibles, ni posteriormente podrán adquirir Obligaciones Negociables, aquellas personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes de los países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados y regímenes tributarios especiales no considerados "cooperantes a los fines de la transparencia fiscal" o considerados de "baja o nula tributación", y/o aquellas personas o entidades que, a efectos de la suscripción o integración de las Obligaciones Negociables, utilicen cuentas bancarias localizadas o abiertas en entidades financieras ubicadas en un país, dominio, jurisdicción, territorio, estado asociado o régimen tributario especial no considerados "cooperantes a los fines de la transparencia fiscal" o considerados de "baja o nula tributación".

PLAN DE DISTRIBUCIÓN

General

La oferta pública primaria de las Obligaciones Negociables está dirigida exclusivamente a los Tenedores Elegibles. Dadas las características y la naturaleza de la oferta de las Obligaciones Negociables, en la cual los destinatarios de dicha oferta son los Tenedores Elegibles y que las Co-Emisoras no recibirán ningún pago en efectivo por las Obligaciones Negociables, ni habrá competencia entre los inversores, ni tampoco se prevé proceso licitatorio alguno, el proceso de colocación primaria por oferta pública mediante los mecanismos de subasta o licitación pública o formación de libro llevados a cabo a través de sistemas informáticos presentados por los mercados autorizados previsto en el Artículo 1, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (conforme se define más adelante), no resulta aplicable a las Obligaciones Negociables. Asimismo, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 3 de la Sección I del Capítulo IV del Título VI de las Normas de CNV, en los supuestos de refinanciación de deudas empresarias se considerará cumplimentado el requisito de oferta pública en la Oferta de Canje en atención a que las Obligaciones Negociables Elegibles han sido originalmente colocadas por oferta pública.

Las Co-Emisoras han designado a Banco de Servicios y Transacciones S.A. y SBS Trading S.A. como Agentes de Adhesión de las Obligaciones Negociables.

Instrucción de Canje y Consentimiento

Cada Tenedor Elegible que desee participar de la presente Oferta deberá enviar una instrucción de canje y consentimiento a fin de suscribir las Obligaciones Negociables y manifestar su Consentimiento, para participar de la Oferta (la "Instrucción de Canje y Consentimiento"), al agente depositante ante CVSA a través del cual cada Tenedor Elegible posee sus Obligaciones Negociables Elegibles (el "Depositante"). El Depositante deberá cargar la Instrucción de Canje y Consentimiento a través del evento creado por CVSA, conforme al mecanismo y requisitos (incluyendo pero no limitado a los requisitos de información), informados en el Comunicado.

Una vez recibida por un Depositante una Instrucción de Canje y Consentimiento, el Depositante ejecutará dicha Instrucción de Canje y Consentimiento a fin de que el Tenedor respectivo participe válidamente de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, suscribiendo Obligaciones Negociables y otorgando su Consentimiento.

La Instrucción de Canje y Consentimiento implicará la aceptación completa del Tenedor Elegible a la Oferta en su totalidad, es decir, incluyendo la Solicitud de Consentimiento y la Oferta de Canje.

Se podrán presentar Instrucciones de Canje y Consentimiento en o antes de la Fecha de Expiración. Los Depositantes podrán fijar un plazo menor para participar en la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento. Las Co-Emisoras solicitan a los Tenedores Elegibles contactar a su Depositante lo antes que fuera posible a fin de determinar la fecha límite para que los Tenedores Elegibles realicen los actos necesarios a fin de participar en la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento.

Los Tenedores Elegibles que presenten Instrucciones de Canje y Consentimiento en la Fecha de Expiración o con anterioridad deberán tener en cuenta que deben brindar el tiempo suficiente para que se completen los procedimientos de los sistemas de CVSA durante el horario habitual hábil de CVSA en la fecha que corresponda. Las Instrucciones de Canje y Consentimiento no entregadas hasta la Fecha de Expiración, inclusive, podrán no ser tomadas en cuenta y podrán ser consideradas como inválidas.

Como consecuencia de la Instrucción de Canje y Consentimiento, se generará una marca y bloqueo de la tenencia de las Obligaciones Negociables Elegibles correspondientes en la cuenta comitente del Tenedor Elegible respectivo que haya presentado válidamente una Instrucción de Canje y Consentimiento en donde estén depositadas las Obligaciones Negociables Elegibles de dicho Tenedor Elegible (la "Cuenta Comitente"), por el valor nominal de las Obligaciones Negociables Elegibles comprendidas en la Instrucción de Canje y Consentimiento.

En caso de que la Co-Emisoras dejen sin efecto la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, las marcas generadas en las Cuentas Comitentes de los respectivos Tenedores Elegibles quedarán sin efecto. Hasta la consumación de la transacción las Obligaciones Negociables Elegibles estarán bloqueadas. En o con posterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación las Co-Emisoras instruirán a CVSA a la cancelación de aquellas Obligaciones Negociables Elegibles presentadas en canje.

Las Co-Emisoras podrán solicitar a CVSA un informe con el detalle de las Obligaciones Negociables Elegibles que ingresen a la Oferta, y los datos de los Tenedores Elegibles que efectuaron la Instrucción de Canje y Consentimiento de las Obligaciones Negociables Elegibles.

La participación en la Oferta de Canje y el Consentimiento de un Tenedor Elegible, de acuerdo con los procedimientos establecidos en el presente Suplemento, constituirán un acuerdo entre ese Tenedor Elegible y las Co-Emisoras sujeto a los términos y condiciones de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento establecidos en el presente Suplemento.

Todos los costos y gastos en los que incurra un Tenedor Elegible por su participación en la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento ser afrontados por el Tenedor Elegible.

Los Tenedores Elegibles que desearen participar de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento deberán tener en consideración, entre otras cuestiones, (i) los tiempos y plazos de procesamiento requeridos por sus respectivos Depositantes para presentar las Instrucciones de Canje y Consentimiento, y (ii) los costos que pudieran tener asociados los procedimientos necesarios. Véase "*Factores de Riesgo — Factores de riesgo dirigidos a los Tenedores Elegibles*" del presente Suplemento.

A los efectos de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, las Co-Emisoras habrán aceptado para el canje Obligaciones Negociables Elegibles válidamente presentadas (u Obligaciones Negociables Elegibles defectuosamente presentadas con respecto a las cuales las Co-Emisoras hayan dispensado el defecto en cuestión) si, en la forma y a partir del momento en que, las Co-Emisoras cursan notificación oral (inmediatamente confirmada por escrito) o escrita al Agente de Canje y Consentimiento en tal sentido.

Agente de Canje y Consentimiento

CVSA ha sido designado como Agente de Canje y Consentimiento para la Oferta. El Agente de Canje y Consentimiento percibirá la remuneración razonable y habitual por sus servicios y se le reembolsarán todos los gastos generales incurridos en relación con la operación.

El Agente de Canje y Consentimiento actuará como agente de los Tenedores Elegibles participantes en la Oferta a efectos de recibir las Obligaciones Negociables Elegibles de los Tenedores Elegibles, y transmitir las Obligaciones Negociables, a esos Tenedores Elegibles. Asimismo, las Co-Emisoras pagarán los montos en efectivo de la Contraprestación en Efectivo mediante el depósito de esos pagos con el Agente de Canje y Consentimiento o, según instrucciones del Agente de Canje y Consentimiento.

Sujeto a los términos y condiciones de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, la entrega de las Obligaciones Negociables y el pago de los montos en efectivo de la Contraprestación en Efectivo serán realizados por el Agente de Canje y Consentimiento en la Fecha de Emisión y Liquidación a las cuentas comitentes donde se encuentren las Obligaciones Negociables Elegibles entregadas en canje de las Nuevas Obligaciones Negociables.

Agentes de Adhesión

Las Co-Emisoras han designado a Banco de Servicios y Transacciones S.A. y SBS Trading S.A., como agentes de adhesión y consulta para la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento de las Obligaciones Negociables (en adelante, los "Agentes de Adhesión"). Los Agentes de Adhesión actuarán sobre la base de sus "mejores esfuerzos" conforme con los procedimientos usuales en el mercado de capitales de Argentina, con el alcance del artículo 774 inciso a) del Código Civil y Comercial de la Nación, sin asumir compromiso alguno de suscripción en firme de las Obligaciones Negociables, y asumiendo exclusivamente obligaciones de medios en cuanto al resultado de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. Las obligaciones asumidas por cada uno de los Agentes de Adhesión serán simplemente mancomunadas.

Por tales servicios cada Agente de Adhesión recibirá una comisión parte de las Co-Emisoras del 0,225% del valor nominal de las Obligaciones Negociables que sean emitidas por las Co-Emisoras. A fin de facilitar las adhesiones a la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento, cualquier Agente de Adhesión podrá realizar, entre otros, cualquiera de los siguientes actos: (1) contestar consultas acerca de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento; (2) distribuir el Prospecto y/o este Suplemento (y/o versiones preliminares y/o resumidas de los mismos) y/u otros documentos que resuman información contenida en los mismos, por medios electrónicos; (3) realizar reuniones informativas individuales y/o grupales; (4) enviar correos electrónicos; (5) realizar contactos personales y/o telefónicos; (6) publicar avisos relativos a la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento; (7) realizar conferencias telefónicas y/o (8) cualesquiera otros actos que consideren necesarios y/o convenientes para facilitar la adhesión de los Tenedores Elegibles. Para mayor información, se recomienda leer la sección "*Contrato de Agencia"* del presente Suplemento.

La Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento será llevada a cabo por las Co-Emisoras a través de la actuación de los Depositantes. En relación con la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento, los Agentes de Adhesión podrán contestar consultas de los Tenedores Elegibles y dar orientación a dichos los Tenedores Elegibles que lo soliciten y deseen participar en la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento.

Los Agentes de Adhesión en su calidad de tal actuarán exclusivamente en carácter informativo y no realizarán gestiones operativas por los Tenedores Elegibles (salvo aquellas relacionadas con su actuación como Depositantes) ni recibirán Obligaciones Negociables Elegibles para la participación en la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento, no asumiendo responsabilidad alguna en relación con tales procesos ni estarán facultados para recibir, procesar o ejecutar instrucciones de los Tenedores Elegibles, ni para representarlos en ningún aspecto de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento.

Los Tenedores Elegibles deberán realizar las gestiones necesarias y solicitar asistencia con sus respectivos Depositantes en cuanto a todas las formalidades y requisitos necesarios a fin de participar de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento.

Los Agentes de Adhesión no constatarán si los inversores interesados que le requieran información sobre las Obligaciones Negociables Elegibles son o no Tenedores Elegibles. Todas aquellas consultas sobre los términos de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento podrán dirigirse a las direcciones de correo electrónico y números de teléfono de los Agentes de Adhesión que se indican en la tapa y/o contratapa de este Suplemento y/o en el Aviso de Suscripción.

Los Agentes de Adhesión no hacen recomendación alguna sobre si los Tenedores Elegibles deben o no canjear sus Obligaciones Negociables Elegibles en el marco de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. Cualquier orientación realizada por los Agentes de Adhesión no constituirá asesoramiento financiero, legal ni impositivo individualizado, ni recomendación de inversión.

Los Agentes de Adhesión actuarán exclusivamente como canales de difusión y asistencia informativa, sin participar en la recepción, procesamiento, validación o ejecución de instrucciones de canje o consentimiento.

Los Agentes de Adhesión no recibirán ni transmitirán Instrucciones de Canje o de Consentimiento, las cuales deberán ser canalizadas exclusivamente a través de los Depositantes y/o el Agente de Canje y Consentimiento.

Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales, los Agentes de Adhesión 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 este Suplemento. Ninguna de las disposiciones contenidas en este Suplemento constituye ni será considerada como una promesa o declaración por parte de los Agentes de Adhesión de hechos pasados o futuros.

Comisión de Procesamiento

A modo de reembolso por el tiempo y el costo de procesamiento de la presentación de Obligaciones Negociables Elegibles en la Oferta, las Co-Emisoras pagarán una comisión de procesamiento a los Depositantes a través de los cuales los Tenedores Elegibles participen de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. Esta comisión de procesamiento será igual al 0,1% del valor de capital de las Obligaciones Negociables Elegibles que participen válida y efectivamente de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento a través de cada Depositante. El pago será realizado en o alrededor de la Fecha de Emisión y Liquidación y será realizado a través del Agente de Canje y Consentimiento.

Período de la Oferta. Resultados de la Oferta de Canje

En virtud de lo dispuesto por las Normas de la CNV (Artículo 3, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV), dadas las características y la naturaleza de la presente oferta en la cual los destinatarios de dicha oferta son los Tenedores Elegibles y que las Co-Emisoras no recibirán ningún pago en efectivo ni habrá competencia entre los inversores, sólo podrán presentarse Instrucciones de Canje y Consentimiento durante el período de oferta de pública que se informará en el Aviso de Suscripción (conforme se define más adelante), el cual podrá ser inclusive menor a un (1) Día Hábil completo (el "Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento"), el cual comprende: (a) las horas y/o días determinados del Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento que se detallen en el Aviso de Suscripción; y (b) la finalización del Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento (la "Fecha de Expiración").

En la oportunidad que determinen las Co-Emisoras se publicará un aviso de suscripción (el "Aviso de Suscripción") en el Boletín Diario de la BCBA, en el sitio web del A3, en la AIF y en la página web de las Co-Emisoras, en el cual se indicará, entre otra información: la fecha y hora del inicio y de finalización del Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento, la Fecha de Expiración, y demás datos que pudieran ser necesarios.

LA REMISIÓN DE UNA INSTRUCCIÓN DE CANJE Y CONSENTIMIENTO POR PARTE DE LOS TENEDORES ELEGIBLES IMPLICARÁ LA ACEPTACIÓN Y EL CONOCIMIENTO DE TODOS Y CADA UNO DE LOS TÉRMINOS Y MECANISMOS ESTABLECIDOS BAJO LA PRESENTE SECCIÓN. LAS INSTRUCCIONES DE CANJE Y CONSENTIMIENTO PRESENTADAS ANTE CUALQUIER DEPOSITANTE SERÁN FIRMES Y VINCULANTES DESDE EL MOMENTO DE SU PRESENTACIÓN Y SIN POSIBILIDAD DE RETIRARLAS Y/O REVOCARLAS, RENUNCIANDO EL TENEDOR ELEGIBLE A LA FACULTAD DE RATIFICAR LAS INSTRUCCIONES DE CANJE Y CONSENTIMIENTO (CONFORME LO DISPUESTO POR EL ARTÍCULO 7, SECCIÓN II, CAPÍTULO IV, TÍTULO VI DE LAS NORMAS DE LA CNV), Y ADQUIRIENDO, POR TANTO, CARÁCTER VINCULANTE.

Prórroga

Las Co-Emisoras podrán prorrogar el Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento y/o la Fecha de Expiración en cualquier momento y por cualquier motivo, lo cual será informado mediante un hecho relevante y un aviso complementario al presente Suplemento.

EL AGENTE DE CANJE Y CONSENTIMIENTO Y/O LOS DEPOSITANTES PODRÁN REQUERIR A LOS TENEDORES ELEGIBLES TODA LA INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN QUE DEBA SER PRESENTADA POR DICHOS TENEDORES ELEGIBLES EN VIRTUD DE LA NORMATIVA APLICABLE Y/O DE OTRO MODO REQUERIDA, INCLUYENDO SIN LIMITACIÓN, AQUELLAS LEYES Y/O REGULACIONES RELATIVAS A LA PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO, ASÍ COMO TAMBIÉN LA FIRMA DE FORMULARIOS A FIN DE RESPALDAR LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN LAS INSTRUCCIONES DE CANJE Y CONSENTIMINENTO QUE LOS TENEDORES ELEGIBLES LES HUBIESEN ASIGNADO. LAS CO-EMISORAS, EL AGENTE DE CANJE Y CONSENTIMIENTO Y/O LOS DEPOSITANTES PODRÁN RECHAZAR LAS INSTRUCCIONES DE CANJE Y CONSENTIMIENTO QUE HUBIERAN RECIBIDO SI ESTIMASEN QUE LAS LEYES Y REGULACIONES NO HAN SIDO TOTALMENTE CUMPLIDAS A SU SATISFACCIÓN O BIEN, FRENTE A LA FALTA DE FIRMA Y ENTREGA POR DICHO TENEDOR ELEGIBLE DEL MENCIONADO FORMULARIO. LA DECISIÓN DE RECHAZAR CUALQUIER INSTRUCCIÓN DE CANJE Y CONSENTIMIENTO DE UN INVERSOR SERÁ TOMADA SOBRE LA BASE DE LA IGUALDAD DE TRATO ENTRE LOS INVERSORES. EN DICHO CASO, LOS RECHAZOS NO DARÁN DERECHO A RECLAMO ALGUNO CONTRA LAS CO-EMISORAS, EL AGENTE DE CANJE Y CONSENTIMIENTO NI CONTRA LOS AGENTES DE ADHESIÓN NI LOS DEPOSITANTES NI OTORGARÁN A LOS TENEDORES ELEGIBLES CUYAS INSTRUCCIONES DE CANJE Y CONSENTIMIENTO HUBIERAN SIDO RECHAZADAS DERECHO A COMPENSACIÓN Y/O INDEMNIZACIÓN ALGUNA.

Fecha de Expiración. Aceptación de Obligaciones Negociables Elegibles y Adjudicación de Obligaciones Negociables. Anuncio de Fecha de Emisión y Liquidación.

En la Fecha de Expiración, las Co-Emisoras aceptarán las Instrucciones de Canje y Consentimiento válidamente presentadas (u las Instrucciones de Canje y Consentimiento defectuosamente presentadas con respecto a las cuales se hayan dispensado el defecto en cuestión) y determinarán el monto de las Obligaciones Negociables a emitir, en función de las Instrucciones de Canje y Consentimiento recibidas.

Asimismo, tras la adjudicación definitiva de las Obligaciones Negociables en la Fecha de Expiración, las Co-Emisoras publicarán el Aviso de Resultados en el cual anunciarán los resultados de la presente Oferta en los sistemas informativos de BYMA y de A3, en la AIF y en la página web de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar), y donde informarán la Fecha de Emisión y Liquidación.

LAS CO-EMISORAS PODRÁN DECLARAR DESIERTO EL PROCESO DE ADJUDICACIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUALQUIER MOMENTO HASTA LA PUBLICACIÓN DEL AVISO DE RESULTADOS. EN TAL CASO, EL CONSENTIMIENTO OTORGADO POR LOS TENEDORES ELEGIBLES ACEPTANTES QUEDARÁ SIN EFECTO Y LO MISMO SUCEDERÁ CON LOS BLOQUEOS SOBRE LAS TENENCIAS DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ELEGIBLES CORRESPONDIENTES DE LOS TENEDORES ACEPTANTES. ESTA CIRCUNSTANCIA NO OTORGARÁ DERECHO ALGUNO DE COMPENSACIÓN O INDEMNIZACIÓN A LOS TENEDORES ELEGIBLES ACEPTANTES.

Integración Exclusivamente en Especie

LA INTEGRACIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES SE REALIZARÁ EXCLUSIVAMENTE EN ESPECIE. PARA ELLO, JUNTO A LA PRESENTACIÓN DE LAS INSTRUCCIONES DE CANJE Y CONSENTIMIENTO, LOS TENEDORES ELEGIBLES HABRÁN CONSENTIDO EL BLOQUEO CORRESPONDIENTE Y ENTREGA DE LAS TENENCIAS DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES ELEGIBLES INVOLUCRADAS, Y LA REALIZACIÓN DE TODOS LOS PROCESOS CORRESPONDIENTES PARA LA INTEGRACIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES Y LA LIQUIDACIÓN DEL CANJE CONFORME A LA PRESENTE OFERTA Y EL SISTEMA DE CAJA DE VALORES S.A. CON SU EVENTO CORRESPONDIENTE.

LAS CO-EMISORAS, EL AGENTE DE CANJE Y CONSENTIMIENTO Y LOS AGENTES DE ADHESIÓN NO ASUMEN RESPONSABILIDAD ALGUNA RESPECTO DE LA VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DE TENEDOR ELEGIBLE DE LOS INVERSORES QUE PRESENTEN INSTRUCCIONES DE CANJE Y CONSENTIMIENTO, SIENDO ABSOLUTA RESPONSABILIDAD DE DICHOS INVERSORES EL CUMPLIMIENTO DE DICHA CONDICIÓN.

Los Tenedores Elegibles que deseen suscribir las Obligaciones Negociables deberán tener en consideración, entre otras cuestiones, (i) los tiempos y plazos de procesamiento requeridos por sus respectivos Depositantes y/o de Caja de Valores S.A. para lograr entregar en canje las Obligaciones Negociables Elegibles correspondientes en los plazos mencionados precedentemente, y (ii) los costos que esta transferencia pudiera generarle al Tenedor Elegible de las Obligaciones Negociables Elegibles.

Ni las Co-Emisoras ni los Agentes de Adhesión tendrán responsabilidad alguna por el incumplimiento y/o demora por parte de los Depositantes en la transferencia de las Obligaciones Negociables Elegibles.

En la Fecha de Emisión y Liquidación, las Co-Emisoras instruirán al Agente de Canje y Consentimiento la cancelación de las Obligaciones Negociables Elegibles que hubiesen sido entregadas en canje por las Obligaciones Negociables; y transferirá las Obligaciones Negociables adjudicadas a los Depositantes en las Cuentas Comitentes en CVSA donde se encontraban las Obligaciones Negociables Elegibles.

La suscripción de Obligaciones Negociables en canje y presentación de sus Obligaciones Negociables Elegibles en canje por parte de un Tenedor Elegible de acuerdo con los procedimientos aquí establecidos constituirá un acuerdo entre ese Tenedor Elegible y las Co-Emisoras según los términos y sujeto a las condiciones establecidas en el presente.

Mediante la suscripción en especie de Obligaciones Negociables y presentación en canje de Obligaciones Negociables Elegibles a través de los Depositantes, de acuerdo con la Oferta de Canje, un Tenedor Elegible declarará, garantizará y acordará que ese Tenedor Elegible (i) es el titular beneficiario de las Obligaciones Negociables Elegibles presentadas en canje, o un representante debidamente autorizado de uno o más titulares beneficiarios de ellas, y (ii) tiene plenas facultades y poder para ofrecer, vender, ceder y transferir las Obligaciones Negociables Elegibles presentadas y que cuando esas Obligaciones Negociables Elegibles sean aceptadas para el canje y las Co-Emisoras emitan las Obligaciones Negociables, las Co-Emisoras adquirirán título pleno, perfecto, exigible y libre de gravámenes, restricciones, cargos y derechos sobre ellas, sin sujeción a derechos o reclamos adversos, y que dicho Tenedor Elegible hará que las Obligaciones Negociables Elegibles se entreguen de acuerdo con los términos de la Oferta de Canje.

El Tenedor Elegible mediante la presentación de las Obligaciones Negociables Elegibles también habrá (a) aceptado no vender, prendar, hipotecar o de algún otro modo gravar o transferir las Obligaciones Negociables Elegibles presentadas desde la fecha de la presentación y que cualquier pretendida venta, prenda, hipoteca u otro gravamen o transferencia será nulo y de ningún efecto, (b) aceptado otorgar aquellos otros documentos y emitir aquellas otras garantías que pudieran ser necesarias en relación con dicha Oferta y las operaciones allí contempladas, en cada caso según los términos y condiciones de dicha Oferta, (c) aceptado que las Co-Emisoras, los Depositantes y otras personas se basarán en la veracidad y en la exactitud de las ratificaciones, declaraciones y acuerdos anteriores y aceptan que si alguna de las declaraciones, garantías y reconocimientos efectuados en virtud de su presentación al canje de acuerdo con los procedimientos aquí establecidos dejaran de ser exactas, en cualquier momento antes de la consumación de la oferta, notificarán inmediatamente dicha circunstancia a las Co-Emisoras y los Depositantes. Si presentan al canje las Obligaciones Negociables Elegibles en calidad de fiduciarios o agentes de una o más cuentas de inversores, declaran que tienen exclusiva facultad discrecional de inversión con respecto a cada una de dichas cuentas y que tienen plenas facultades para realizar los reconocimientos, declaraciones, y acuerdos anteriores en nombre de dicha cuenta, y (d) dichos Tenedores Elegibles y la persona que recibe las Obligaciones Negociables, observado las leyes de todas las jurisdicciones pertinentes, obtenido todos los consentimientos gubernamentales, de control de cambios u otros consentimientos necesarios, han cumplido con todas las formalidades requeridas y abonado todo impuesto de emisión, a la transferencia u otros impuestos o efectuado los pagos necesarios debidos por cualquiera de ellos en cada aspecto relacionado con cualquier oferta o aceptación en cualquier jurisdicción y los Tenedores Elegibles y dicha persona o personas no han llevado a cabo ningún acto ni omitido acto alguno en violación de los términos de la oferta o que den o pudieran dar lugar a que las Co-Emisoras o cualquier otra persona actúen en violación de requisitos legales o regulatorios de alguna jurisdicción en relación con la oferta o la presentación al canje de Obligaciones Negociables Elegibles en relación con ello. Además, al ofrecer las Obligaciones Negociables Elegibles, un tenedor también habrá liberado a las Co-Emisoras y a sus subsidiarias de todo reclamo que los tenedores pudieran tener emergentes de o en relación con las Obligaciones Negociables Elegibles.

Otras cuestiones relevantes

Incumplimientos en relación con la integración en especie de las Obligaciones Negociables

En caso que cualquiera de las Instrucciones de Canje y Consentimiento adjudicadas no sean integradas en el plazo dispuesto en "*-Integración en Especie*" del Suplemento, el Agente de Canje y Consentimiento procederá según las instrucciones que le impartan las Co-Emisoras (que podrán incluir, entre otras, la pérdida por parte de los incumplidores, del derecho de suscribir las Obligaciones Negociables en cuestión y su consiguiente cancelación sin necesidad de otorgarle la posibilidad de remediar su incumplimiento ni de notificar la decisión de proceder a la cancelación), sin perjuicio de que dicha circunstancia no generará responsabilidad alguna a las Co-Emisoras y/o los Agentes de Adhesión y/o al Agente de Canje y Consentimiento, frente al correspondiente inversor incumplidor y/o a los agentes que hubieran ingresado las correspondientes Instrucciones de Canje y Consentimiento.

Lo indicado en esta sección no modifica la responsabilidad de los incumplidores por los daños y perjuicios que su incumplimiento ocasione a las Co-Emisoras y/o a los Agentes de Adhesión y/o al Agente de Canje y Consentimiento.

LOS INVERSORES INTERESADOS PODRÁN CONSULTAR EL PROSPECTO Y EL PRESENTE SUPLEMENTO EN LA AIF, EN LA PÁGINA WEB DE LAS CO-EMISORAS (WWW.ALBANESI.COM.AR) Y EN EL SITIO WEB DEL A3. LOS INVERSORES PODRÁN CONSULTAR LOS ESTADOS CONTABLES DE LAS CO-EMISORAS, DE LUNES A VIERNES DE 10 A 15 HS., EN LA AIF Y EN LA PÁGINA WEB DE LAS CO-EMISORAS (WWW.ALBANESI.COM.AR).

INFORMACIÓN FINANCIERA

A fin de obtener información contable y financiera de las Co-Emisoras, véase la sección "Antecedentes Financieros" del Prospecto, así como en los estados contables de las Co-Emisoras incluidos en el Prospecto. La información contable y financiera de las Co-Emisoras correspondiente a los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 (publicados en la AIF bajo los IDs #3495316 (GEMSA) y #3494739 (CTR)). Para mayor información véase "Información Adicional – f) Anexo A".

Información incorporada por referencia

Los estados financieros de GEMSA y CTR correspondientes al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, los cuales se encuentran publicados en la AIF bajo el ID 3523847 e ID 3523525, respectivamente, se incorporan por referencia al presente.

FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, los potenciales inversores deben considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación y aquellos descriptos en la sección "Factores de Riesgo" del Prospecto. Los negocios de las Compañías, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones podrían verse seriamente afectados de manera negativa por cualquiera de estos riesgos. Los riesgos que se describen a continuación son los conocidos por las Compañías y aquellos que actualmente cree que podrían afectarla de manera considerable. Los negocios de las Compañías también podrían verse afectados por riesgos adicionales que las Compañías no conocen o no consideran significativos.

Riesgos Relacionados con la Argentina

El mantenimiento o la implementación de regulaciones adicionales de control de cambios, restricciones a las transferencias al exterior y restricciones al ingreso de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional y amenazar el sistema financiero, lo que podría afectar negativamente la economía argentina.

En el pasado, el gobierno argentino ha implementado controles de capital. La última implementación de controles de capital fue en septiembre de 2019, cuando el BCRA impuso restricciones a las operaciones de cambio, limitando las transferencias de fondos al exterior. Las medidas adoptadas por el gobierno argentino restringieron significativamente el acceso al mercado oficial de cambios y, como resultado, se desarrolló un mercado informal de negociación de dólares estadounidenses en el que el tipo de cambio peso-dólar estadounidense difería sustancialmente del tipo de cambio oficial peso-dólar estadounidense.

No podemos asegurar que el tipo de cambio oficial no fluctuará significativamente en el futuro. Los controles de cambio vigentes se aplican con respecto al acceso al mercado de cambios por parte de residentes con fines de ahorro e inversión en el exterior, el pago de deudas financieras externas, el pago de dividendos en moneda extranjera, los pagos de importaciones y exportaciones de bienes y servicios, y la obligación de repatriar y liquidar en pesos los ingresos provenientes de exportaciones de bienes y servicios, entre otros.

En este contexto, el gobierno argentino y el BCRA han implementado diversas medidas que regulan y restringen la capacidad de empresas e individuos para acceder al mercado de cambios. Dichas medidas incluyen, entre otras, restricciones relacionadas con: (i) el pago de importaciones y otras compras de bienes en el exterior, (ii) la adquisición de moneda extranjera por parte de residentes con fines específicos, (iii) el pago de dividendos, y (iv) el pago de capital e intereses de endeudamiento financiero. Las empresas argentinas enfrentan limitaciones significativas para acceder a dólares estadounidenses.

A pesar de que la actual administración del Presidente Javier Milei ha flexibilizado las restricciones cambiarias, no es posible anticipar por cuánto tiempo estas medidas permanecerán vigentes o si se impondrán restricciones adicionales. El gobierno argentino podría mantener, eliminar o imponer nuevas restricciones de control de cambios y adoptar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o a una depreciación significativa del peso, lo que podría limitar el acceso a los mercados internacionales de capital y afectar la economía. Asimismo, dichas restricciones y medidas cambiarias en evolución podrían dar lugar a requerimientos de información, acciones de cumplimiento y sanciones por parte del BCRA debido a interpretaciones divergentes o por otros motivos.

El impacto de futuras medidas gubernamentales sobre la economía del país en su conjunto y sobre el sector en particular no puede predecirse. Un entorno económico internacional menos favorable, la falta de estabilidad, la estabilidad del peso, la competitividad del peso frente a otras monedas extranjeras, la disminución de los niveles de confianza de los consumidores e inversores nacionales e internacionales, una mayor tasa de inflación y futuras incertidumbres políticas, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina, causar volatilidad en los mercados de capitales locales, la actividad del sector público argentino y, en consecuencia, nuestro negocio.

Asimismo, de conformidad con las Regulaciones FX vigentes a la fecha del presente, las Co-Emisoras no tienen acceso al mercado de cambios argentino ("Mercado FX") para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables. A su vez, si bien puede otorgarse acceso al mercado de cambios para el pago de endeudamiento financiero (como las Obligaciones Negociables), dicho acceso se otorga típicamente cerca de la fecha de vencimiento aplicable, lo que impide la posibilidad de realizar pagos anticipados, y está sujeto al cumplimiento de estrictas regulaciones y requisitos cambiarios. Véase "*Información Adicional – Controles de Cambio*" del presente Suplemento y del Prospecto. En caso de que existan restricciones o prohibiciones de acceso al Mercado FX en el momento en que |se requiera efectuar cualquier pago, las Co-Emisoras procurarán realizar los pagos mediante la compra a precio de mercado de bonos soberanos argentinos denominados en dólares estadounidenses u otros títulos elegibles, y su transferencia y venta fuera de Argentina, o por otros medios razonables permitidos por la legislación argentina. Estos mecanismos de pago alternativos pueden resultar más costosos, más gravosos o menos eficientes que el acceso directo al Mercado FX, y no puede garantizarse que resulten en el pago total y oportuno de los montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables. Además, la realización de ciertas operaciones con títulos valores en el exterior como mecanismo de pago alternativo podría resultar en que las Co-Emisoras no puedan acceder al Mercado FX por un período de hasta 90 días corridos posteriores a dichas operaciones, considerando las Regulaciones FX vigentes, lo que podría limitar su capacidad de realizar pagos de endeudamiento comercial y financiero y de pagar importaciones de bienes y servicios, afectando negativamente el negocio, las operaciones y la situación financiera de las Co-Emisoras. Si el BCRA impone restricciones más estrictas, es posible que no podamos realizar pagos de capital y/o intereses de nuestras deudas en moneda extranjera en el exterior, incluidas las Obligaciones Negociables, a través del mercado de cambios a los tipos de cambio de dicho mercado. Otros métodos alternativos más costosos para obtener moneda extranjera estarían disponibles para nosotros a fin de realizar dichos pagos. Véase *"Información Adicional – Controles de Cambio"* del presente Suplemento y del Prospecto.

Las restricciones cambiarias con posibles desdoblamientos del tipo de cambio podrían generar una diferencia entre el tipo de cambio oficial al cual las Co-Emisoras perciben sus ingresos y el tipo de cambio al cual las Co-Emisoras deben afrontar sus obligaciones en moneda extranjera, incluidas Obligaciones Negociables denominadas en dólares estadounidenses. Estas situaciones podrían afectar significativamente la situación financiera de las Co-Emisoras y su capacidad de cumplir con sus obligaciones financieras.

Riesgos Relacionados con el Sector Energético Argentino

Existe incertidumbre respecto del futuro marco regulatorio aplicable al sector energético argentino, y en particular al marco regulatorio aplicable a la generación de energía eléctrica.

El 28 de junio de 2024, el Poder Ejecutivo presentó el proyecto de ley titulado "Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos" (la "Ley de Bases" o la "Ley Ómnibus", indistintamente), el cual fue aprobado por el Congreso de la Nación. La Ley Ómnibus declaró el estado de emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera, fiscal, previsional, tarifaria, sanitaria y social por un período de un año —hasta el 31 de diciembre de 2025—, y delegó en el Gobierno argentino una serie de facultades legislativas por el mismo período. Asimismo, mediante el Decreto N.º 452/2025, se creó el Ente Nacional Regulador del Gas y la Energía Eléctrica ("ENRGE"). Este nuevo organismo funcionará bajo la órbita de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y llevará adelante todas las medidas necesarias para cumplir las misiones y funciones asignadas por el Marco

Regulatorio a ENARGAS y ENRE, respectivamente. El ENRGE deberá aprobar su estructura organizativa dentro de los 180 días desde la publicación del Decreto 452/2025 en el Boletín Oficial el 7 de julio de 2025.

Con fecha 20 de octubre de 2025, se introdujeron modificaciones al MEM mediante la Resolución N.º 400/2025. Las normas reglamentarias de esta resolución podrían afectar el marco regulatorio aplicable al MEM, incluyendo la categorización de la demanda, la asignación de los recursos de generación y los mecanismos de contratación de energía y potencia. La transición hacia esquemas descentralizados de gestión del combustible y de recuperación de costos, así como la implementación de servicios de confiabilidad y de ajustes de precios, podría generar una mayor exposición a riesgos de carácter de mercado, regulatorio y contractual para los participantes del mercado. Para más información véase "*Información de las Co-Emisoras" – "Normas con influencia en generadores eléctricos" – "Resolución 400/25"* del Prospecto.

Dado el carácter reciente y el alcance amplio de estas reformas, y teniendo en cuenta que muchas de las normas reglamentarias aún no han sido dictadas, no es posible prever el alcance, el cronograma ni los efectos de estos cambios sobre las actividades, los resultados operativos o la situación financiera de las Co-Emisoras. Existe el riesgo de que dichas modificaciones legales y regulatorias —ya sea mediante la emisión de normas reglamentarias adicionales o a través de cambios en la interpretación o aplicación de normas existentes— puedan afectar de manera sustancial y adversa las operaciones, la estructura tarifaria, las obligaciones regulatorias o los mecanismos de recuperación de costos de las Co-Emisoras. En consecuencia, estas reformas legales podrían impactar la capacidad de las Co-Emisoras para generar ingresos, acceder al financiamiento o cumplir con requisitos regulatorios, y podrían afectar negativamente sus operaciones.

Las Co-Emisoras tampoco pueden garantizar que no se incrementarán aún más las obligaciones regulatorias a las que la Co-Emisoras están sujetas, entre ellas, mayores impuestos, alteraciones desfavorables en las estructuras tarifarias y otras obligaciones regulatorias cuyo cumplimiento podría aumentar los costos de las Co-Emisoras y tener un impacto negativo directo sobre los resultados de las operaciones y la situación financiera de las Co-Emisoras.

Es posible que las Compañías no puedan cobrar, o que no puedan hacerlo en debido tiempo, las sumas de parte de CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en su situación financiera y los resultados de operaciones.

Los pagos que recibimos de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA, a su vez, recibe de otros agentes del MEM, tales como las distribuidoras eléctricas y el Gobierno Nacional. Desde 2012, un número significativo de agentes del MEM (principalmente distribuidoras) incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó adversamente la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores, incluyendo nosotros. El Gobierno Nacional ha cubierto este déficit mediante aportes reembolsables del tesoro. Como estos aportes del tesoro no están alcanzando a cubrirla totalidad de las acreencias de los generadores por sus ventas de energía al Mercado Spot de Argentina, la deuda de CAMMESA con los generadores se ha ido acrecentando en el tiempo. Las Compañías no pueden asegurar que las diferencias entre los pagos efectuados a CAMMESA por los agentes del MEM y el precio de generación de la energía eléctrica no subsistirán o no se incrementarán en el futuro o que CAMMESA podrá realizar o que realizará pagos a los generadores. La incapacidad de los generadores, entre los cuales se encuentran las Compañías, de cobrar sus créditos con CAMMESA podría tener un efecto material adverso significativo en sus ingresos en efectivo y, consecuentemente, en el resultado de sus operaciones y su situación financiera. Las Compañías no pueden asegurar que CAMMESA estará en condiciones de pagar a los generadores tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta a disposición de manera puntual o en su totalidad. Con fecha 8 de mayo de 2024, GEMSA y CAMMESA firmaron enmiendas a ciertos contratos de compraventa de energía eléctrica de GEMSA en virtud de la Resolución No. RESOL-2024-58-APN-SE#MEC de la Secretaría de Energía de la Nación de fecha 6 de mayo de 2024. A pesar de esta demora presentada por CAMMESA en cancelar las transacciones y cumplir sus obligaciones, las Co-Emisoras consideran que tiene una capacidad financiera adecuada para hacer frente a sus obligaciones en general y a sus compromisos financieros en particular. Sin embargo, de repetirse dicha circunstancia, la situación financiera de las Co-Emisoras podría verse afectada.

Riesgos Relacionados con las Co-Emisoras

Las Co-Emisoras se encuentran atravesando el Proceso de Reestructuración, y en incumplimiento de obligaciones de pago respecto de distintos endeudamientos financieros.

Las Co-Emisoras se encuentran atravesando el Proceso de Reestructuración, que comenzó con el incumplimiento de pago de determinados servicios de deuda el 5 de mayo de 2025. Para un mayor detalle acerca del Proceso de Reestructuración, véase "*Información Adicional — a) La Reestructuración*" del presente. Al 31 de diciembre de 2025, aproximadamente el 63,9% del endeudamiento financiero de las Co-Emisoras, equivalente a aproximadamente US$967.130.265 (AR$1.407.174.535.717), se encontraba en incumplimiento de pago, de los cuales aproximadamente US$129.753.844 (AR$188.791.842.857), equivalente a aproximadamente el 8,6% del endeudamiento financiero de las Co-Emisoras, corresponde a capital e intereses vencidos e impagos. A la fecha del presente, ninguna de las deudas financieras de las Emisoras actualmente en incumplimiento de pago ha sido acelerada.

Posteriormente, con fecha 3 de marzo de 2026 (GEMSA bajo los ID #3489589 y #3489590) las Co-Emisoras publicaron un hecho relevante informando sobre el éxito de las solicitudes de consentimiento para modificar los términos y condiciones de distintas clases de obligaciones negociables emitidas para la financiación de proyectos (a saber, las obligaciones negociables de GEMSA clases XV, XVI, XVII, XVIII y XIX) por un monto total de US$442.000.000.

Mas recientemente, las Co-Emisoras informaron mediante hechos relevantes de fecha 20 de marzo de 2026 (GEMSA bajo el ID #3500987 y CTR bajo el ID #3500989) la celebración del Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración con el Grupo Ad Hoc y con ciertos otros tenedores de las Obligaciones Negociables Clase XXXIX que representan conjuntamente aproximadamente el 43,45% del capital en circulación de las Obligaciones Negociables Clase XXXIX. La celebración del Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración constituye un hito en el proceso de reorganización financiera de las Co-Emisoras, que se suma a las Ofertas Concurrentes de las Co-Emisoras. Para mayor información, véase "*Información Adicional —a) La Reestructuración*".

Con fecha 27 de marzo de 2026, las Co-Emisoras anunciaron mediante hechos relevantes (CTR bajo el ID #3502396 y GEMSA bajo el ID #3502388), mediante el cual informaron que las Co-Emisoras celebraron una enmienda a un 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.

La capacidad de las Co-Emisoras para cumplir con sus obligaciones frente a los tenedores de Obligaciones Negociables y demás acreedores depende en gran medida del resultado del Proceso de Reestructuración. En este sentido, el Proceso de Reestructuración no se limita a la modificación de los términos y condiciones de las obligaciones negociables, sino que abarca la totalidad del endeudamiento financiero, así como otras obligaciones y compromisos asumidos por las Co-Emisoras, requiriendo la obtención de acuerdos satisfactorios con los distintos grupos de acreedores a fin de alcanzar una estructura de capital sostenible que permita la continuidad de sus operaciones y el cumplimiento de sus obligaciones comerciales y financieras.

En caso de que el Proceso de Reestructuración no pudiera ser concluida en términos satisfactorios, incluyendo, sin limitación, la falta de obtención de los consentimientos requeridos por parte de los tenedores de las Obligaciones Negociables en el marco de eventuales ofertas de canje y solicitudes de consentimiento (incluyendo esta Oferta), las Co-Emisoras podrían verse obligadas a considerar alternativas adicionales, tales como la venta de activos, la búsqueda de financiamiento alternativo o la implementación de procesos bajo regímenes de insolvencia, incluyendo, entre otros, los previstos en la Ley de Concursos y Quiebras y sus modificatorias.

La falta de éxito o las demoras en la implementación del Proceso de Reestructuración podrían dar lugar, entre otras consecuencias, a: (i) la aceleración o declaración de vencimiento anticipado de deudas financieras (sujeto, en el caso de las obligaciones negociables, a las mayorías y procedimientos aplicables); (ii) la ejecución de garantías sobre activos de las Co-Emisoras; y (iii) el inicio de acciones legales por parte de acreedores. Cualquiera de estas circunstancias podría tener un efecto material adverso en la situación financiera, patrimonial y operativa de las Co-Emisoras. Para mayor información, ver el apartado *"Información Adicional — a) La Reestructuración"* y el factor de riesgo *"—Exposición a Procedimientos Judiciales relativos a Incumplimientos de Pago*" del presente Suplemento.

Las Co-Emisoras no pueden garantizar el éxito del Proceso de Reestructuración, ni el escenario en el que devendrá como consecuencia de la misma y si podrán cumplir con sus obligaciones frente a los tenedores de Obligaciones Negociables o cualquier otro acreedor.

Existe incertidumbre respecto el capital de trabajo y la liquidez de corto plazo de las Co-Emisoras.

Al 31 de diciembre de 2025, el capital de trabajo de ambas Co-Emisoras era negativo. Un adecuado nivel de capital de trabajo es necesario para permitir a las Co-Emisoras gestionar sus activos y pasivos a corto plazo y asegurar la continuidad operativa.

Como se explica en el factor de riesgo anterior *("Las Co-Emisoras se encuentran atravesando el Proceso de Reestructuración, y en incumplimiento de obligaciones de pago respecto de distintos endeudamientos financieros*"), desde mayo de 2025 las Co-Emisoras registran incumplimientos de pago de determinados compromisos financieros. Hasta tanto no se resuelva el Proceso de Reestructuración de una manera satisfactoria, existe incertidumbre sobre la liquidez de corto plazo de las Co-Emisoras, su capacidad de gestionar sus activos y pasivos de corto plazo y la continuidad operativa de las mismas. Esta situación podría agravarse ante posibles ejecuciones de garantías y el colateral de los acreedores correspondientes, así como la Ejecución Parcial de las ONs Clase XXXIX y Obligaciones Negociables Elegibles, según se describe en "*Información Adicional — a) La Reestructuración*", afectando la disponibilidad de activos y flujos de las Co-Emisoras, con los que cuenta para mantener su posición de liquidez ya afectada y continuar sus operaciones de generación dando cumplimiento a sus compromisos comerciales. Las Co-Emisoras no pueden asegurar que logren mantener y/o generar un flujo operativo suficiente, pudiendo enfrentar una mayor tensión financiera, viendo afectada su capacidad para cumplir con sus obligaciones comerciales y/o financieras, y la capacidad de mantener la continuidad operativa.

Aun después del Proceso de Reestructuración, nuestro endeudamiento continuará siendo elevado y ciertos compromisos en nuestros endeudamientos podrían restringir adversamente nuestra flexibilidad financiera y operativa.

Parte de nuestro endeudamiento actual incluye, y nuestro endeudamiento futuro puede incluir, compromisos afirmativos y restrictivos que limitan nuestra capacidad para crear gravámenes, incurrir en endeudamiento adicional, disponer de nuestros activos, distribuir dividendos o consolidar, fusionar o vender parte de nuestros negocios, entre otros. Estas restricciones pueden limitar nuestra capacidad para operar nuestro negocio y pueden prohibir o limitar nuestra capacidad para mejorar nuestras operaciones o aprovechar oportunidades comerciales potenciales a medida que surjan. El incumplimiento de cualquiera de estos compromisos o el incumplimiento de cualquiera de dichas condiciones podrían resultar en un supuesto de incumplimiento bajo el endeudamiento correspondiente. Nuestra capacidad para cumplir con estos compromisos puede verse afectada por eventos fuera de nuestro control, incluidas las condiciones económicas, financieras e industriales imperantes y la renegociación de los marcos regulatorios bajo los cuales operamos nuestro negocio. Asimismo, y considerando el actual Proceso de Reestructuración, las Co-Emisoras podrían quedar sujetas a compromisos más restrictivos que los vigentes como parte de las modificaciones a realizar en los términos y condiciones de los endeudamientos y obligaciones aplicables, condicionando aún más la flexibilidad financiera y operativa de las Co-Emisoras.

Nuestros pasivos corrientes totales exceden el monto de nuestros activos corrientes totales, lo que genera una incertidumbre significativa respecto de nuestra capacidad para continuar operando como empresa en marcha.

Los estados financieros consolidados anuales auditados de las Co-Emisoras han sido preparados sobre la base de la empresa en marcha. No obstante, el Directorio ha identificado incertidumbres materiales que generan dudas sustanciales respecto de la capacidad de las Co-Emisoras para continuar operando como empresa en marcha. Al 31 de diciembre de 2025, los pasivos corrientes totales de las Co-Emisoras excedían sus activos corrientes totales. Sobre la base de los planes actuales y la información disponible, el Directorio considera que los recursos financieros disponibles para financiar las operaciones durante los doce meses siguientes a la autorización y emisión de los estados financieros consolidados anuales auditados podrían resultar insuficientes.

Las Co-Emisoras han incurrido en un nivel significativo de endeudamiento, principalmente para financiar gastos operativos y proyectos de construcción. Actualmente, las Co-Emisoras se encuentran en incumplimiento de determinadas obligaciones financieras y han experimentado incumplimientos de condiciones financieras bajo diversos instrumentos de deuda. Dichos incumplimientos podrían dar lugar a supuestos de incumplimiento cruzado o supuestos de incumplimiento bajo otros documentos e instrumentos que evidencian endeudamiento o pasivos por arrendamiento de las Co-Emisoras. Asimismo, se prevé que durante los doce meses siguientes a la emisión de los estados financieros consolidados anuales auditados se activen determinadas pruebas de cumplimiento de condiciones financieras en virtud de distintos préstamos, las cuales el Directorio no espera poder cumplir.

A fin de abordar y mitigar los riesgos existentes y asociados a posibles incumplimientos futuros de condiciones financieras y supuestos de incumplimiento, las Co-Emisoras han contratado asesores profesionales especializados en reestructuración de deuda para asistir en el diseño de un plan integral de reestructuración. La intención es que dicha reestructuración permita resolver dichos riesgos mediante la negociación de términos revisados con los acreedores del grupo, incluyendo el Grupo Ad Hoc. No obstante, no puede garantizarse que se alcance un resultado exitoso. La falta de acuerdo con los acreedores podría derivar en nuevos incumplimientos, la aceleración de la deuda, la ejecución de garantías o el inicio de procedimientos de

insolvencia, cualquiera de los cuales podría tener un efecto adverso significativo sobre la situación financiera, los resultados operativos y la capacidad de las Co-Emisoras para continuar como empresa en marcha.

El Directorio también se encuentra evaluando estrategias alternativas para generar flujos de caja adicionales, incluyendo posibles modificaciones en acuerdos comerciales y con socios operativos. En la evaluación de dichas estrategias, el Directorio ha considerado los recursos de caja disponibles, los ingresos provenientes de operaciones en curso y opciones de financiamiento futuras, que podrían incluir nuevos acuerdos de financiamiento o la reestructuración de los existentes, así como el eventual apoyo financiero del accionista mayoritario. Sin embargo, no existe garantía de que las Co-Emisoras puedan acceder a financiamiento adicional, ya sea de capital o deuda, cuando resulte necesario o en términos aceptables, o incluso que puedan acceder al mismo. En caso de no obtener liquidez adicional o de no implementar con éxito su estrategia de continuidad operativa, las Co-Emisoras podrían no ser capaces de cumplir con sus obligaciones a medida que estas venzan.

Como resultado de estas circunstancias, existen dudas sustanciales respecto de la capacidad de las Co-Emisoras para continuar operando como empresa en marcha durante los doce meses siguientes a la autorización y emisión de los estados financieros consolidados anuales auditados. El informe del auditor independiente correspondiente a dichos estados financieros incluye un párrafo explicativo que pone de relieve estas incertidumbres materiales y las dudas sustanciales sobre la capacidad de las Co-Emisoras para continuar como empresa en marcha.

Es posible que no podamos renovar o celebrar nuevos CCEEs para la venta de capacidad y energía en el futuro, o que nuestros CCEEs sean modificados o rescindidos unilateralmente, lo que puede afectar la estabilidad y previsibilidad de nuestros ingresos.

Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2025, generamos el 17,6%, 24,5%, 44,7%, 2,1%, 7,8% y 3,3% de nuestro EBITDA Ajustado a partir de nuestras ventas bajo CCEEs a largo plazo con CAMMESA, conforme a los marcos regulatorios de las Resoluciones No. 220/2007 y 21/2016, y de CCEEs a corto y mediano plazo (no "*take or pay*") con compradores privados bajo el marco de Energía Plus, respectivamente. Nuestros flujos de efectivo y resultados operativos dependen de la capacidad continua de CAMMESA y de nuestros compradores privados para cumplir con sus obligaciones bajo los respectivos CCEEs. Al 31 de diciembre de 2025, nuestros CCEEs con CAMMESA, bajo los marcos regulatorios de las Resoluciones No. 220/2007 y 21/2016 para nuestras centrales generadoras en operación, tenían un plazo promedio restante de aproximadamente 6 años y 6 meses (seis años y seis meses), calculado con un promedio ponderado de la disponibilidad de MW comprometidos en cada acuerdo. El plazo promedio restante de nuestros CCEEs aumentará una vez que comiencen las operaciones comerciales de los proyectos en construcción bajo la Resolución No. 287/2017. A diferencia de los CCEEs celebrados con CAMMESA, nuestros CCEEs con compradores privados bajo el marco regulatorio de Energía Plus no son "*take or pay*" y típicamente tienen un plazo de uno a dos años. Dependiendo de las condiciones del mercado y el régimen regulatorio, puede ser difícil para nosotros asegurar nuevos CCEEs a largo plazo, renovar los CCEEs existentes a largo plazo a medida que se acerquen a su fecha de expiración, o celebrar CCEEs a largo plazo para respaldar nuestro negocio o su expansión. Debido a la naturaleza volátil de los precios de la energía, la incapacidad de asegurar CCEEs (en particular CCEEs a largo plazo) en el futuro podría generar una mayor volatilidad en nuestras ganancias y flujos de efectivo, y pérdidas sustanciales durante ciertos períodos, lo que podría tener un efecto sustancial adverso sobre nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera.

Es posible que no podamos renovar nuestros CCEEs después de su vencimiento o celebrar nuevos CCEEs, y la capacidad comprometida correspondiente podría ser operada bajo el marco regulatorio de Energía Base, que es menos rentable. Por ejemplo, en septiembre de 2020, vencieron 45 MW de capacidad de generación en la central eléctrica Modesto Maranzana comprometida bajo el marco regulatorio de la Resolución 220/2007, y, posteriormente, dicha capacidad comprometida se entrega actualmente bajo el marco regulatorio de Energía Base.

Además, CAMMESA podría modificar o rescindir unilateralmente los términos y condiciones de nuestros CCEEs en el futuro por razones fuera de nuestro control. Por ejemplo, algunos de nuestros CCEEs prevén que, en el supuesto de que ocurra un evento de fuerza mayor (como se define este término en el Código Civil y Comercial de la Nación) y no cesa dentro de los 120 días después de que comenzó, cualquiera de las partes puede terminar el CCEE sin estar obligada a pagar daños a (o reclamar daños de) la otra parte del acuerdo. La terminación o modificación de cualquiera de nuestros CCEEs de una manera sustancialmente adversa a nuestros intereses por razones fuera de nuestro control, o la no renovación de los éstos por razones fuera de nuestro control, tendría un efecto sustancialmente adverso en nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera.

Ciertos compromisos en nuestros endeudamientos podrían restringir adversamente nuestra flexibilidad financiera y operativa.

Parte de nuestro endeudamiento actual incluye, y nuestro endeudamiento futuro puede incluir, compromisos afirmativos y restrictivos que limitan nuestra capacidad para crear gravámenes, incurrir en endeudamiento adicional, disponer de nuestros activos, distribuir dividendos o consolidar, fusionar o vender parte de nuestros negocios, entre otros. Estas restricciones pueden limitar nuestra capacidad para operar nuestro negocio y pueden prohibir o limitar nuestra capacidad para mejorar nuestras operaciones o aprovechar oportunidades comerciales potenciales a medida que surjan. El incumplimiento de cualquiera de estos compromisos o el incumplimiento de cualquiera de dichas condiciones podría resultar en un supuesto de incumplimiento bajo el endeudamiento correspondiente. Nuestra capacidad para cumplir con estos compromisos puede verse afectada por eventos fuera de nuestro control, incluidas las condiciones económicas, financieras e industriales imperantes y la renegociación de los marcos regulatorios bajo los cuales operamos nuestro negocio.

Exposición a Procedimientos Judiciales relativos a Incumplimientos de Pago.

Como consecuencia del incumplimiento en el pago de servicios de deuda bajo el endeudamiento financiero de las Sociedades, las Sociedades se encuentran expuestas al inicio de litigios por parte de sus acreedores persiguiendo el cobro de sus deudas, los que podrían incluir juicios ejecutivos o pedidos de quiebra. A la fecha de este Suplemento, las Co-Emisoras han sido notificadas de ciertos procesos ejecutivos iniciados por tenedores de obligaciones negociables, los que se encuentran descriptos en la sección *"—Información de las Co-Emisoras—Procedimientos Legales"* del presente Suplemento, y que en su conjunto no representan un monto que, en caso de resolverse tales procedimientos de manera adversa para las Co-Emisoras, resulten en un efecto sustancialmente adverso para las Co-Emisoras que pueda razonablemente afectar el curso del Proceso de Reestructuración.

Sin perjuicio de ello, es posible que nuevos procesos de ejecución o pedidos de quiebra sean iniciados contra las Co-Emisoras por distintos acreedores, inclusive reclamando el cobro de montos superiores a los reclamados en los procedimientos actualmente en curso. En tal caso, no es posible asegurar que el inicio de tales procesos no tenga un efecto material en la situación patrimonial o financiera de la emisora, y que ello no afecte el desarrollo del Proceso de Reestructuración o la capacidad de las Co-Emisoras para refinanciar de manera satisfactoria su endeudamiento financiero.

Existe incertidumbre acerca de nuestra participación accionaria minoritaria en Solalban.

Como se describe en el apartado "*a) Estructura organizativa de las Co-Emisoras y su Grupo Económico*" en la sección "*Estructura de las Co-Emisoras, accionistas o socios y partes relacionadas*" del Prospecto, con fecha 29 de octubre de 2025 GEMSA recibió una notificación por parte de Unipar Inudpa (sociedad controlante del 58% de Solalban), informando que se habría configurado un evento que habilitaría el ejercicio del derecho de compra de la totalidad de las acciones Clase B emitidas por Solalban de titularidad de GEMSA, que representan el 42% del capital social y de los votos de Solalban, de acuerdo con lo previsto en el Convenio Marco para la Ejecución y Operación del Proyecto de Autogeneración y Acuerdo de Accionistas celebrado el 27 de marzo de 2008, entre Solvay Indupa S.A.I.C. (hoy Unipar Indupa) y Albanesi S.A. (hoy GEMSA). El mencionado acuerdo prevé distintas condiciones y un procedimiento para ejercer el referido derecho de compra, incluyendo entre otras cuestiones un procedimiento para la valuación de la mencionada participación, mediante una valuación independiente. A la fecha del presente, 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.

Con fecha 25 de marzo de 2026, Unipar Indupa notificó a GEMSA el inicio de una acción legal en su contra promovida ante el tribunal arbitral de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (expediente N° 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 efectos 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.

En consecuencia, existe incertidumbre respecto del futuro de nuestra inversión en Solalban, y 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 como resultado de tal ejercicio. En caso de proceder la venta de las acciones, no es posible prever si ello conllevaría un impacto adverso relevante en la situación financiera, resultados de operaciones y/o liquidez de GEMSA.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Las obligaciones de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas obligaciones legales.

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos derechos preferentes. En caso de liquidación, estos derechos preferentes estipulados por ley, incluidos reclamos laborales, obligaciones con garantía real, aportes previsionales, impuestos y los gastos y costas judiciales vinculadas a los mismos tendrán prioridad sobre cualquier otro reclamo, inclusive reclamos de los inversores respecto de las Obligaciones Negociables.

La liquidez y el precio de las Obligaciones Negociables con posterioridad a la oferta pueden ser volátiles.

El precio y el volumen de negociación de las Obligaciones Negociables pueden ser muy volátiles. Factores tales como variaciones en las ganancias, ingresos y flujos de fondos y propuestas de nuevas inversiones, alianzas y/o adquisiciones estratégicas, tasas de interés, fluctuación de precios de empresas similares, modificaciones en la regulación aplicable, entre otros, podrían generar la modificación del precio de las Obligaciones Negociables. Estos acontecimientos podrían generar importantes cambios imprevistos en el volumen y el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

No puede garantizarse que las calificaciones de riesgo que se asignen a las Obligaciones Negociables no serán objeto de una disminución, suspensión o retiro por parte de las agencias calificadoras y las calificaciones crediticias podrían no reflejar todos los riesgos de invertir en las Obligaciones Negociables.

Las calificaciones de riesgo que se asignen a las Obligaciones Negociables representan una evaluación por parte de las agencias calificadoras de riesgo de la capacidad de las Co-Emisoras de pagar sus deudas a su vencimiento. En consecuencia, cualquier disminución o retiro de una calificación por parte de una agencia calificadora podría reducir la liquidez o el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Estas calificaciones crediticias podrían no reflejar el posible impacto de los riesgos relacionados con la estructura o la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables. Una calificación asignada podría incrementarse o disminuirse dependiendo, entre otras cuestiones, de la evaluación realizada por la agencia calificadora respectiva de su solidez financiera, así como de su evaluación del riesgo soberano de los países en los que las Co-Emisoras operan generalmente. La baja, la suspensión o el retiro de dichas calificaciones podrían tener un efecto negativo sobre el precio de mercado y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

Las calificaciones no constituyen una recomendación para comprar, vender o mantener títulos valores, y pueden ser modificadas o retiradas en cualquier momento por la agencia que las emite, y las calificaciones no emiten juicio sobre el precio de mercado o la conveniencia para un inversor particular. La calificación de cada agencia debe evaluarse en forma independiente de la de cualquier otra agencia. Las Co-Emisoras no pueden asegurar que la calificación de las Obligaciones Negociables permanecerá vigente por un período de tiempo determinado o que la calificación no será objeto de una disminución, suspensión o retiro en su totalidad por parte de una o más agencias calificadoras si, a criterio de dichas agencias calificadoras, las circunstancias lo justifican.

Posible inexistencia de un mercado activo para la negociación de las Obligaciones Negociables.

Sin perjuicio de que las Obligaciones Negociables deberán contar, para su negociación, con autorización de listado en uno o más mercados autorizados por la CNV, no puede asegurarse la existencia de un mercado secundario para las Obligaciones Negociables o, en caso de desarrollarse, que el mismo proveerá a los Inversores un nivel de liquidez satisfactorio o acorde al plazo de las Obligaciones Negociables.

Los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables no prevén un Supuesto de Incumplimiento por cambio de control.

Los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables no contemplan un Supuesto de Incumplimiento por cambio de control, con la intención de facilitar el potencial ingreso de fondos provenientes de una capitalización como parte del Proceso de Reestructuración que se encuentran atravesando las Co-Emisoras. En consecuencia, una modificación en la composición accionaria de las Co-Emisoras no otorgará a los Tenedores el derecho a declarar el vencimiento de todos los plazos y la exigibilidad inmediata de las Obligaciones Negociables.

A la fecha de este Suplemento, es incierto que un cambio de control ocurra en el futura, y no es posible asegurar las condiciones cambio de control podría llegar a tener lugar. El ingreso de nuevos accionistas (ya sea controlantes o no controlantes) podría implicar modificaciones en la estrategia de negocios, la estructura de capital, la política financiera, el perfil de riesgo y/o el gobierno corporativo de las Co-Emisoras. No es posible asegurar el impacto que un cambio de control que implique el ingreso de nuevos accionistas tendrá en la capacidad de las Co-Emisoras de generar flujo de fondos y atender sus obligaciones.

El mercado de deuda no calificada está sujeto a disrupciones que podrían afectar adversamente el precio de mercado de las Obligaciones Negociables, o bien podría no desarrollarse o no sostenerse un mercado para dichas Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables no cuentan con calificación de riesgo. En consecuencia, los tenedores de las Obligaciones Negociables asumen los riesgos asociados a una inversión en instrumentos de deuda no calificados. Históricamente, el mercado de deuda no calificada ha estado sujeto a disrupciones que han generado una volatilidad significativa en los precios de dichos valores y han reducido sustancialmente su liquidez. Cuando las Obligaciones Negociables se negocien, podrían cotizar con descuento respecto de su precio de oferta inicial, dependiendo, entre otros factores, de las tasas de interés vigentes, los mercados de valores comparables, las condiciones económicas generales y nuestra situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas. La liquidez y los mercados de negociación de las Obligaciones Negociables también podrían verse afectados negativamente por caídas generales en el mercado de deuda no calificada. Dichas caídas podrían afectar adversamente la liquidez y los mercados de negociación de las Obligaciones Negociables, independientemente de nuestro desempeño financiero o perspectivas.

Asimismo, ciertas restricciones regulatorias prohíben a determinados tipos de instituciones financieras invertir en deuda no calificada, lo que podría reducir aún más la demanda de dichos valores. No podemos asegurar que el mercado de las Obligaciones Negociables no estará sujeto a disrupciones similares ni que se desarrollará o sostendrá un mercado para las mismas. Cualquiera de dichas disrupciones podría afectar adversamente a los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Riesgos Relacionados con las Obligaciones Negociables Clase XLVIII

La capacidad de las Co-Emisoras de efectuar pagos de capital y/o intereses en Dólares Estadounidenses bajo las Obligaciones Negociables Clase XLVIII podría verse afectada por disposiciones cambiarias del Banco Central.

De conformidad con el punto 3.6.1.3. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las emisiones de residentes de títulos deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, tales como las Obligaciones Negociables Clase XLVII, deberán ser liquidadas en el mercado de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses.

Las Co-Emisoras no pueden garantizar que en el futuro se emitan otras regulaciones que afecten la capacidad de las Co-Emisoras de hacer frente a sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables Clase XLVII. Adicionalmente, la normativa del BCRA podría ser modificada e impedir el pago de endeudamiento de las Co-Emisoras con el producido de esta colocación.

Inversores no residentes podrían verse restringidos de repatriar el producido de su inversión en las Obligaciones Negociables Clase XLVII.

Conforme surge de las normas cambiarias establecidas por el BCRA vigentes a la fecha del presente Suplemento, se requiere la conformidad previa del BCRA por parte de los no residentes para acceder al mercado local de cambios para la compra de moneda extranjera independientemente del monto involucrado en la operación, excepto para determinadas personas. En virtud de ello, los inversores no residentes que reciban los servicios de deuda bajo las Obligaciones Negociables Clase XLVIII en Argentina podrían verse restringidos de repatriar dichos fondos a través del mercado local de cambios.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables Clase XLIX y Obligaciones Negociables Clase L

La falta de integración en Dólares Estadounidenses del capital de las Obligaciones Negociables Clase XLIX y de las Obligaciones Negociables Clase L podría verse cuestionada bajo el Artículo 7º de la Ley N°23.928 y normas modificatorias.

Las Obligaciones Negociables Clase XLIX y Obligaciones Negociables Clase L están denominadas en Dólares Estadounidenses, pero tanto su integración como los servicios de pago de capital e intereses bajo las mismas serán realizados en Pesos, al Tipo de Cambio de Integración y al Tipo de Cambio Aplicable, respectivamente, según lo previsto en el presente. Podría considerarse improcedente determinar pautas de actualización de las obligaciones de dar sumas de dinero. Habiéndose previsto bajo las mismas que las Sociedades reciba Pesos al momento de la integración y devuelva Pesos en las fechas de vencimiento de los servicios de capital e intereses, entonces la denominación de las Obligaciones Negociables Clase XLIX y Obligaciones Negociables Clase L podría considerarse una cláusula de estabilización o ajuste prohibida bajo el Artículo 7º 52 de la Ley N°23.928 y normas modificatorias, máxime con posterioridad a la promulgación de la Ley N°25.561 que eliminó la convertibilidad del Peso contra el dólar a la relación de cambio de 1 a 1, con lo cual actualmente sí existiría una variación de la cantidad de Pesos a devolver cuando se lo calcula por su equivalencia con el tipo de cambio del dólar a la fecha de pago que corresponda. Al respecto, las Co-Emisoras reconocen y declaran que los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase XLIX y Obligaciones Negociables Clase L denominadas en Dólares Estadounidenses reflejan su intención y voluntad de endeudarse en Dólares Estadounidenses y asumir el riesgo de su endeudamiento en dicha moneda, previéndose la integración y el pago de los servicios en Pesos como una modalidad de pago, lo cual representa una obligación de valor, y que no deben ser tomadas como un mecanismo de ajuste, indexación o repotenciación de deudas prohibido bajo el Artículo 7 de la Ley N°23.928 y normas modificatorias. Consecuentemente, y a todo evento, las Co-Emisoras han renunciado expresamente a excusar el cumplimiento de sus obligaciones de pago en los términos previstos en las Obligaciones Negociables Clase XLIX y Obligaciones Negociables Clase L con causa en una violación a dicho precepto legal conforme se especifica en el apartado "*Renuncia*" del presente Suplemento. Asimismo, las Co-Emisoras asumen el riesgo de una interpretación adversa para los inversores de los términos de la Ley N°23.928 en la forma antes descripta y asume como una obligación separada e independiente de las Obligaciones Negociables Clase XLIX y Obligaciones Negociables Clase L la obligación de indemnizar a los inversores por la pérdida que puedan sufrir como consecuencia de una Sentencia (según se define a continuación) de forma tal que los inversores reciban, aún en caso de dicha interpretación adversa, exclusivamente los montos que le hubieran correspondido de conformidad con el Tipo de Cambio Aplicable y los demás términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase XLIX y Obligaciones Negociables Clase L. En caso de declararse inválida por sentencia firme la denominación en la moneda Dólar Estadounidense de las Obligaciones Negociables Clase XLIX y Obligaciones Negociables Clase L (una "Sentencia"), el capital pendiente de pago bajo las Obligaciones Negociables Clase XLIX y Obligaciones Negociables Clase L podría resultar en Pesos integrado efectivamente en la Fecha de Emisión y Liquidación, en consecuencia, los intereses bajo las mismas se calcularían sobre dicho capital original en Pesos o de conformidad con lo que disponga la sentencia pertinente. De ocurrir tal circunstancia, podría verse afectada negativamente la capacidad de los inversores de recuperar su inversión en términos de la moneda Dólar Estadounidense y la expectativa de rendimiento de las Obligaciones Negociables Clase XLIX y Obligaciones Negociables Clase L en dicha moneda en la medida en que el Peso se deprecie con relación al Dólar Estadounidense.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables Principales

Es posible que no podamos recomprar las Obligaciones Negociables Principales tras un Evento de Cambio de Control.

En caso de que ocurra un Evento de Cambio de Control, puede que los titulares de las Obligaciones Negociables Principales nos exijan ofrecer recomprar todas las Obligaciones Negociables Principales en circulación al 101% de su importe principal, más los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de recompra. La fuente de fondos para cualquier compra de las Obligaciones Negociables Principales será nuestro efectivo disponible o el efectivo

generado por nuestras operaciones u otras fuentes, incluyendo préstamos, ventas de activos o ventas de capital. Puede que no podamos recomprar las Obligaciones Negociables Principales en caso de un Evento de Cambio de Control porque puede que no dispongamos de recursos financieros suficientes para adquirir todas las Obligaciones Negociables Principales que se ofrecen en un Evento de Cambio de Control. Nuestra falta de recompra de las Obligaciones Negociables Principales tras un cambio de control constituiría un incumplimiento bajo el presente Suplemento. Nuestros futuros acuerdos de deuda pueden contener disposiciones similares.

Factores de riesgo dirigidos a los Tenedores Elegibles

Si se integraran las Obligaciones Negociables con una porción relevante de las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles, el mercado de negociación para las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles que continúe vigente podría no tener liquidez, lo que podría afectar adversamente el valor de mercado de las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles y la posibilidad de los tenedores de venderlas.

Todas las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles con las que se integren las Obligaciones Negociables serán canceladas.

Si se integraran las Obligaciones Negociables con una porción relevante de las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles, se reducirá el monto de capital total de cada una de dichas Obligaciones Negociables Elegibles que de otro modo podrían negociarse en el mercado. Esto podría afectar adversamente la liquidez y el valor de mercado de las respectivas Obligaciones Negociables Elegibles, que continúen vigentes.

Si las Co-Emisoras no pudieran consumar la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento, podría considerar otras alternativas de refinanciación o amparo bajo las leyes aplicables. Cualquiera de dichas alternativas podría presentarse en términos menos favorables para los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles que los términos de esta Oferta de Canje.

Si las Co-Emisoras no pudieran consumar la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento o un número inferior a la establecidas en una de las Condiciones de Canje de las Obligaciones Negociables Elegibles fueran presentadas en la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento, las Co-Emisoras podrían considerar otras alternativas de reestructuración o amparo que se encuentren a su disposición. Entre dichas alternativas puede hacerse mención de las enajenaciones de activos u operaciones de refinanciación alternativas o asistencia bajo las leyes de insolvencia aplicables. Cualquiera de dichas alternativas podría presentarse en términos menos favorables para los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles que los términos de las Ofertas de Canje y Solicitud de Consentimiento. Por ende, existe el riesgo que la capacidad de los tenedores de Obligaciones Negociables Elegibles de recuperar su inversión pudiera verse significativamente demorada aún más y/o menoscabada en el supuesto que no se consume la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento propuesta. Asimismo, si las Ofertas de Canje no pudiera completarse o se vieran demorada, el precio de mercado de las Obligaciones Negociables Elegibles podría disminuir en la medida que el precio corriente de mercado refleje una presunción que la Oferta de Canje (u operación similar) habrán de completarse.

Es posible que el tenedor no reciba Obligaciones Negociables si no sigue los procedimientos detallados en el presente Suplemento.

Los tenedores de Obligaciones Negociables Elegibles son responsables de cumplir con todos los procedimientos de entrega de las Obligaciones Negociables Elegibles para el canje. Ni las Co-Emisoras, ni los Agentes de Adhesión asumen responsabilidad alguna de informar a cualquier tenedor de las Obligaciones Negociables Elegibles de los defectos o las irregularidades respecto de la participación de ese tenedor de Obligaciones Negociables Elegibles.

Las Obligaciones Negociables Elegibles podrían sufrir las Modificaciones Propuestas que resultarían aplicables para todas las Obligaciones Negociables Elegibles una vez consumada la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento.

En caso de que las Co-Emisoras obtengan las mayorías necesarias, las Co-Emisoras podrán realizar las Modificaciones Propuestas, mediante las cuales los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Elegibles serán modificados y/o remplazados y/o eliminados, según corresponda. Los tenedores elegibles que no consientan a las Modificaciones Propuestas estarán de todos modos sujetos a las modificaciones de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Elegibles, siempre que las Co-Emisoras reciban la Condición Mínima de Consentimiento. Para mayor información, véase "*Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento*".

La consumación de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento podría demorarse o no ocurrir.

Las Co-Emisoras no están obligadas a consumar la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento bajo determinadas circunstancias y hasta tanto no se cumplan ciertas condiciones, conforme se describe en forma más detallada en "*Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento*" del presente Suplemento. Incluso si se consumara la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento, dicha consumación podría no ocurrir en los plazos previsto inicialmente. Por lo tanto, es posible que los Tenedores Elegibles que participen en la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento tengan que esperar más de lo previsto para recibir las Obligaciones Negociables, durante cuyo plazo dichos Tenedores Elegibles no podrán transferir las Obligaciones Negociables Elegibles.

Los tenedores elegibles de las Obligaciones Negociables Elegibles que participen de la Oferta de Canje y la Solicitud de Consentimiento quedarán indisponibles para operar sus Obligaciones Negociables Elegibles.

Durante la Oferta de Canje, los tenedores elegibles podrán presentar sus Instrucción de Canje y Consentimiento y, una vez presentadas las mismas, las Obligaciones Negociables Elegibles ofrecidos en canje estarán temporalmente indisponibles para tales tenedores elegibles. En consecuencia, las Obligaciones Negociables Elegibles permanecerán bloqueadas e indisponibles para el tenedor elegible durante el Período de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento hasta tanto concluya la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento por alguna de las causales previstas en la sección "*Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento*".

La decisión de los Tenedores de canjear sus Obligaciones Negociables Elegibles por Obligaciones Negociables los expondrá al riesgo de falta de pago durante un plazo de tiempo mayor.

Las Obligaciones Negociables Elegibles vencen antes que las Obligaciones Negociables. Si luego de la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables Elegibles pero antes de la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables incumpliéramos con alguna de nuestras obligaciones o quedáramos sujetos a un procedimiento de quiebra o similar, las Obligaciones Negociables Elegibles que no hubieran sido entregadas en canje por las Obligaciones Negociables podrían ser canceladas en su totalidad y existiría el riesgo de que no se cancele la totalidad de lo adeudado a los Tenedores Elegibles que canjearon sus Obligaciones Negociables Elegibles por las Obligaciones Negociables. Cualquier decisión de ofrecer sus Obligaciones Negociables Elegibles de acuerdo la presente oferta debe realizarse entendiendo que el vencimiento posterior de las Obligaciones Negociables expone a los tenedores al riesgo de falta de pago por un mayor período de tiempo.

Las Relaciones de Canje podrían no reflejar una valuación justa de las Obligaciones Negociables Elegibles y se encuentran sujetas a la volatilidad del mercado.

Ni el Directorio de las Co-Emisoras, ni las Co-Emisoras, ni los Agentes de Adhesión han realizado alguna determinación en cuanto a que las Relaciones de Canje representarán una valuación justa de las Obligaciones Negociables Elegibles. Las Co-Emisoras no han obtenido una opinión de algún asesor financiero estableciendo si las relaciones de canje son o serán equitativas para lase Sociedades y/o para los tenedores elegibles. Asimismo, las Co-Emisoras no pueden asegurar que el valor que surja de aplicar las Relaciones de Canje no se vea afectado por la volatilidad del mercado.

Los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles son responsables de evaluar los méritos de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. Cada tenedor de las Obligaciones Negociables Elegibles es responsable de evaluar los méritos de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento.

Ni las Co-Emisoras, ni ningún tercero, o alguno de sus respectivos directores, miembros de la administración, empleados, agentes o partes relacionadas han realizado o realizarán ninguna evaluación de los méritos de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento o del impacto de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento en los intereses de los tenedores de las Obligaciones Negociables Elegibles, ya sea como una clase o en forma individual, ni realizan recomendación alguna respecto de si un tenedor debería participar de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento.

Los Tenedores Elegibles que participen de la Oferta podrían quedar expuestos a un mayor riesgo temporal de cobro que aquellos que no participen.

En el supuesto de que las Co-Emisoras no obtuvieran las Mayorías Requeridas, pero decidieran igualmente aceptar la Instrucción de Canje y Consentimiento, los tenedores participantes podrían quedar sujetos a plazos de vencimiento más extensos que aquellos aplicables a los tenedores elegibles no participantes, quienes continuarían siendo titulares de las Obligaciones Negociables Elegibles originalmente emitidas. En tal escenario, los tenedores participantes podrían verse expuestos a un mayor riesgo de diferimiento en la percepción de pagos, incluyendo capital e intereses, en comparación con los tenedores elegibles no participantes.

Los tenedores elegibles no participantes podrían verse obligados a canjear sus Obligaciones Negociables Elegibles en virtud de la implementación de las Modificaciones Propuestas, sin acceder a la Contraprestación en Efectivo.

En el supuesto de que las Co-Emisoras obtengan las Mayorías Requeridas para la Solicitud de Consentimiento, los términos de la Oferta de Canje podrían resultar oponibles y vinculantes para la totalidad de los tenedores elegibles, incluidos aquellos tenedores elegibles no participantes. En tal caso, los tenedores elegibles no participantes se verían forzados a canjear sus Obligaciones Negociables Elegibles por Obligaciones Negociables, de conformidad con los términos de la Oferta, aplicándose una relación de canje idéntica a la prevista para los tenedores elegibles que participen voluntariamente de la Oferta, pero sin acceder a la Contraprestación en Efectivo.

Riesgos relacionados con el Colateral

El Colateral Timbúes será compartido en igualdad de rango (pari passu) con otros acreedores de las Co-Emisoras.

El Colateral de Timbúes se asignará en igualdad de rango (*pari passu*) entre los tenedores de las Obligaciones Negociables y los tenedores de las ONs Internacionales Garantizadas. Este acuerdo de reparto puede diluir los reclamos de los tenedores de las Obligaciones Negociables sobre el Colateral de Timbúes, lo que podría afectar su recuperación en caso de incumplimiento o de un procedimiento de quiebra, insolvencia o similar de las Co-Emisoras. Véase "*Oferta de las Obligaciones Negociables — e) Descripción de la Oferta y Negociación - Colateral*" del presente Suplemento.

Para constituir una garantía sobre los Créditos bajo el Contrato de Vapor Timbúes, GEMSA necesita obtener el consentimiento de los compradores respectivos.

Para que GEMSA garantice nuestra obligación de pagar el capital e intereses, incluidos los Montos Adicionales, adeudados bajo las Obligaciones Negociables y todos los demás montos pagaderos bajo el presente Suplemento con los Créditos generados bajo el Contrato de Vapor Timbúes, GEMSA necesita obtener el consentimiento de Renova y de CAMMESA, respectivamente. Si bien Renova ha consentido a la cesión en garantía al Fideicomiso de Garantía Local de Timbúes existente, no se puede asegurar que GEMSA pueda obtener oportunamente el consentimiento de Renova requerido para cualquier enmienda requerida a dicho Colateral. El incumplimiento en obtener el consentimiento de Renova a este respecto podría afectar materialmente y de manera adversa el Colateral de Timbúes.

La creación y perfeccionamiento de ciertas porciones del Colateral de Timbúes está sujeta a riesgos de oportunidad, documentación y ejecución, incluyendo en relación con ciertos gravámenes contingentes.

El perfeccionamiento de los distintos componentes del Colateral de Timbúes depende de una serie de factores fuera de nuestro control exclusivo, incluyendo (a) la liberación previa, y la inscripción de la liberación, de garantías reales preexistentes, que en el caso de la garantía que actualmente respalda las Obligaciones Negociables Elegibles, puede requerir la aprobación previa de la CNV; (b) la finalización de las inscripciones ante los registros argentinos pertinentes, las cuales pueden estar sujetas a demoras en su procesamiento; y (c) el otorgamiento de cualquier consentimiento de terceros requerido, incluyendo, según corresponda, el consentimiento de ciertas contrapartes en virtud de los contratos correspondientes. Cualquier demora o imposibilidad de completar estos pasos podría resultar en que los tenedores de las Obligaciones Negociables no cuenten con el beneficio del Colateral de Timbúes aplicable durante un período de tiempo posterior a la Fecha de Liquidación, o en absoluto respecto de cualquier porción que no pueda ser perfeccionada.

Además, incluso luego de que el Colateral de Timbúes haya sido constituido y perfeccionado, su valor y los fondos disponibles para los tenedores de las Obligaciones Negociables en caso de ejecución estarán sujetos a las normas argentinas de insolvencia, ejecución y procedimiento, las cuales pueden limitar o demorar la realización del Colateral de Timbúes. Véase "*Oferta de las Obligaciones Negociables — e) Descripción de la Oferta y Negociación— Colateral*".

Insolvencia, quiebra, liquidación, procedimientos de reorganización y tratamiento de los fondos del Colateral de Timbúes.

El capital y los intereses de las Obligaciones Negociables estarán garantizados por el Colateral de Timbúes y cualquier fondo allí contenido de acuerdo con los Documentos del Colateral regidos por la ley argentina, lo cual incluye al Contrato de Fideicomiso en Garantía y el Contrato de Prenda de Timbúes. En caso de que las Co-Emisoras se encontraran sujetos a un procedimiento de insolvencia, quiebra, liquidación o reorganización en Argentina, la CNV, los acreedores quirografarios de las Co-Emisoras o cualquier otra tercera parte interesada podrían impugnar la validez del Contrato de Fideicomiso en Garantía y del Contrato de Prenda de Timbúes y de la garantía creada conforme a ellos. No podemos asegurarle que el Contrato de Fideicomiso en Garantía y el Contrato de Prenda de Timbúes o la garantía creada bajo los mismos sean considerados válidos por un tribunal argentino en el contexto de un procedimiento de insolvencia, quiebra, liquidación o reorganización. Como resultado, los tenedores de las Obligaciones Negociables

podrían no prevalecer en el reconocimiento de sus reclamos preferentes sobre el Colateral de Timbúes y los fondos allí contenidos en el contexto de un procedimiento de insolvencia en Argentina. En tal caso, la totalidad de su reclamo bajo las Obligaciones Negociables podría considerarse quirografario, y cualquier recuperación obtenida sobre el Colateral de Timbúes y cualquier fondo allí contenido podría estar sujeta a recuperación por parte de terceros.

Las leyes de Argentina podrían limitar la ejecución de los derechos sobre el Colateral de Timbúes.

La creación y perfeccionamiento de la garantía a favor del Fiduciario y el Agente de la Garantía en beneficio de los tenedores, así como la ejecución de los derechos respecto al Colateral de Timbúes, estarán regidos por las leyes de Argentina. Las leyes relacionadas con la creación y perfeccionamiento de garantías en Argentina difieren de las de los Estados Unidos, y su ejecución puede estar sujeta a restricciones y limitaciones, incluyendo los efectos de las leyes sobre transferencia fraudulenta y leyes similares. Una ejecución de los derechos contractuales contra nosotros bajo los Documentos del Colateral dependerá del éxito de la acción de ejecución, de conformidad con lo establecido en los Documentos del Colateral relevantes. Estas restricciones y limitaciones pueden tener el efecto de prevenir, limitar y/o retrasar la ejecución de los derechos sobre el Colateral de Timbúes, y podrían afectar materialmente los reclamos de los tenedores. Cualquier retraso en obtener un reclamo ejecutable también podría disminuir el valor del interés de los tenedores en el Colateral de Timbúes debido, entre otras cosas, a la existencia de otros posibles acreedores y demandantes. Este interés disminuido podría afectar materialmente la capacidad de los tenedores de las Obligaciones Negociables para recuperar su parte proporcional del valor del Colateral de Timbúes en el caso de un Supuesto de Incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables.

Incumplimientos o retrasos por parte de CAMMESA, Renova o cualquier otro comprador en el pago de los Créditos bajo los Contratos Cedidos de Timbúes podrían tener un efecto adverso material en nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Dado que los fondos para pagar las Obligaciones Negociables provendrán en parte de los Contratos Cedidos de Timbúes, cualquier incumplimiento o retraso por parte de CAMMESA, Renova o cualquier otro comprador en realizar pagos bajo los Contratos Cedidos de Timbúes podría tener un efecto adverso material en nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables y fondear el Colateral de Timbúes. No se puede asegurar que CAMMESA y Renova realizarán los pagos oportunamente con respecto a los Créditos bajo los Contratos Cedidos de Timbúes.

El consentimiento o la dispensa pueden ser necesarios para el mantenimiento del CCEE Timbúes y pueden afectar negativamente al Colateral de Timbúes.

El consentimiento o la dispensa de CAMMESA pueden ser necesarios para el mantenimiento del CCEE Timbúes en virtud de la Resolución SEE Nº 21/2016, en el contexto de la reorganización en curso de las Compañías Participantes. Previo a la consumación de la fusión de las Compañías Participantes, podría ser necesario obtener el consentimiento o la dispensa para evitar el desencadenamiento de un supuesto de incumplimiento bajo el CCEE Timbúes debido a la disolución de AESA. Si no se obtiene el consentimiento de CAMMESA en este sentido, puede otorgar a CAMMESA el derecho a rescindir el CCEE Timbúes, lo que podría afectar material y negativamente CCEE Timbúes. Ver "*Oferta de las Obligaciones Negociables— e) Descripción de la Oferta y Negociación — Colateral*".

La liberación del colateral que garantiza las Obligaciones Negociables Elegibles y su reasignación a las Obligaciones Negociables puede estar sujeta a demoras.

Parte del colateral que actualmente respalda las Obligaciones Negociables Elegibles podría ser liberado una vez consumada la Oferta, en función de sus resultados. En tal caso, la liberación de dicho colateral podría estar sujeta a la autorización previa de la CNV, la cual puede demorar varios Días Hábiles en obtenerse con posterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación de la Oferta. Hasta que dicha autorización sea otorgada y el colateral sea efectivamente liberado de las Obligaciones Negociables Elegibles y nuevamente constituido a favor de las Obligaciones Negociables las Obligaciones Negociables podrían no contar con el beneficio de ninguna garantía real o podrían contar con el beneficio de una garantía real que aún no haya sido perfeccionada. Durante este período intermedio, los tenedores de las Obligaciones Negociables serían efectivamente acreedores quirografarios respecto de dicho colateral de las Co-Emisoras y tendrían el mismo rango que otras obligaciones no garantizadas de las Co-Emisoras, en lugar de beneficiarse de un gravamen de primer grado sobre dicho colateral.

No puede garantizarse cuándo será el momento exacto de la autorización de la CNV ni que dicha autorización sea otorgada de manera oportuna, o en absoluto. Cualquier demora en la liberación y reasignación de dicho colateral podría exponer a los tenedores de las Obligaciones Negociables a riesgo crediticio durante el período intermedio. Además, si la CNV impusiera condiciones o denegara dicha autorización, el paquete de colateral de las Obligaciones Negociables podría verse sustancialmente afectado. Los inversores deben considerar el riesgo de que las Obligaciones Negociables puedan estar efectivamente sin garantía durante un período de tiempo posterior a la Fecha de Emisión y Liquidación de la Oferta.

Los acuerdos entre acreedores que rigen el colateral pueden limitar la capacidad de los tenedores de las Obligaciones Negociables de ejercer recursos.

Las Obligaciones Negociables y ciertas otras obligaciones garantizadas de las Co-Emisoras estarán respaldadas por garantías compartidas y regidas por los Acuerdos entre Acreedores. Véase la sección "*Oferta de las Obligaciones Negociables*" del presente. Los Acuerdos entre Acreedores establecen los derechos relativos y las prioridades de las partes garantizadas respecto del colateral compartido, incluyendo en relación con el ejercicio de recursos, la aplicación de los fondos provenientes de la ejecución o disposición del colateral, y la liberación de gravámenes en determinadas circunstancias. De conformidad con los términos de los Acuerdos entre Acreedores, la capacidad de los tenedores de las Obligaciones Negociables (actuando a través del Fiduciario o del Agente de Garantía) de ejercer recursos contra el colateral compartido, incluyendo el derecho de ejecutar o de otro modo realizar el valor del colateral, puede verse limitada, demorada o sujeta al consentimiento o instrucción de los tenedores de otras obligaciones garantizadas que puedan tener prioridad o una posición de control en virtud de los Acuerdos entre Acreedores.

En caso de una acción de ejecución, los fondos provenientes del colateral compartido serán aplicados de conformidad con las disposiciones cascada de los Acuerdos entre Acreedores, lo cual podría resultar en que los tenedores de las Obligaciones Negociables reciban un monto inferior al total adeudado si el colateral es insuficiente para satisfacer todas las obligaciones garantizadas. Además, los Acuerdos entre Acreedores pueden restringir la capacidad de los tenedores de las Obligaciones Negociables de oponerse a ciertas acciones adoptadas por las partes garantizadas con posición de control, incluyendo cualquier decisión de liberar garantías, modificar los términos de los documentos de garantía, o consentir una disposición del colateral en relación con una venta u otra transacción. Como resultado, los intereses de los tenedores de las Obligaciones Negociables pueden estar subordinados en la práctica a los de otros acreedores garantizados, aun cuando compartan el mismo colateral, y la recuperación de los tenedores de las Obligaciones Negociables en un escenario de ejecución puede ser sustancialmente inferior al valor del colateral.

Asimismo, los Acuerdos entre Acreedores pueden contener disposiciones de suspensión que impidan a los tenedores de las Obligaciones Negociables iniciar acciones de ejecución contra el colateral durante un período de tiempo determinado con posterioridad a un supuesto de incumplimiento, durante el cual el valor del colateral puede disminuir. Las controversias entre las partes garantizadas respecto de la interpretación o aplicación de los Acuerdos entre Acreedores podrían demorar aún más la ejecución y reducir el valor del colateral disponible para los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Los inversores deben revisar cuidadosamente los términos de los Acuerdos entre Acreedores tal como se describen en "*Oferta de las Obligaciones Negociables —Acuerdo de Acreedores*".

Una porción significativa del Colateral de Timbúes consiste en cuentas por cobrar en virtud de contratos de compraventa de energía y otros flujos de ingresos futuros o contingentes, los cuales están sujetos a factores regulatorios, contractuales y de mercado fuera del control de las Co-Emisoras, y podrían no ser suficientes o no materializarse según lo previsto para el servicio de las Obligaciones Negociables.

Una porción significativa del Colateral de Timbúes que respalda las Obligaciones Negociables consiste en cesiones de, o garantías reales sobre, cuentas por cobrar derivadas de los CCEEs y otros acuerdos contractuales, así como flujos de ingresos futuros o contingentes provenientes de las operaciones de las Co-Emisoras en el sector de generación de energía eléctrica argentino. El valor y la realización de dicho Colateral de Timbúes son inherentemente inciertos y dependen de una serie de factores que se encuentran en gran medida fuera del control de las Co-Emisoras, incluyendo el cumplimiento continuo de las contrapartes en virtud de los CCEEs, el marco regulatorio que rige el mercado energético argentino, los precios prevalecientes de la electricidad, los niveles de despacho y las condiciones macroeconómicas en Argentina.

Los CCEEs y otros contratos generadores de ingresos de los cuales se derivan las cuentas por cobrar que forman parte del Colateral de Timbúes están sujetos a diversos riesgos, incluyendo la solvencia y la voluntad de los compradores de realizar los pagos correspondientes, la posibilidad de renegociación, modificación o terminación anticipada de dichos contratos por parte de las contrapartes o por efecto de la ley, y el riesgo de que las regulaciones argentinas aplicables sean modificadas de maneras que reduzcan los ingresos pagaderos en virtud de dichos acuerdos o alteren los términos en los cuales la electricidad es generada, despachada o remunerada. No puede garantizarse que las cuentas por cobrar en virtud de los CCEEs sean generadas en los montos o en los momentos actualmente previstos, o en absoluto.

Además, ciertos flujos de ingresos que forman parte del Colateral de Timbúes pueden ser de naturaleza contingente, surgiendo únicamente ante la ocurrencia de eventos específicos o el cumplimiento de ciertas condiciones, y podrían no materializarse según lo previsto o en absoluto. Los flujos de caja futuros que se espera sean generados a partir de las operaciones de las Co-Emisoras y pignorados como Colateral de Timbúes se basan en proyecciones, estimaciones y supuestos que podrían resultar inexactos, y los resultados reales podrían diferir sustancialmente de los previstos. En la medida en que las cuentas por cobrar y los flujos de ingresos futuros que constituyen el Colateral de Timbúes sean insuficientes, se demoren o no se materialicen, la cobertura de garantía de las Obligaciones Negociables se verá correspondientemente reducida, y la recuperación disponible para los tenedores en caso de ejecución del Colateral de Timbúes podría ser sustancialmente inferior al capital pendiente y los intereses devengados de las Obligaciones Negociables.

Asimismo, la ejecutabilidad de las garantías reales sobre cuentas por cobrar y flujos de ingresos futuros conforme al derecho argentino puede estar sujeta a limitaciones, incluyendo posibles impugnaciones por parte de contrapartes, acreedores concurrentes o autoridades regulatorias. El perfeccionamiento y la prioridad de dichas garantías reales pueden depender del cumplimiento de requisitos específicos de presentación, inscripción y notificación conforme al derecho argentino, y cualquier incumplimiento de dichos requisitos podría afectar la validez o la prioridad de las garantías reales. Los inversores no deben depender del Colateral de Timbúes constituida por cuentas por cobrar y flujos de ingresos futuros como fuente principal de repago, y deben considerar el riesgo de que dicho Colateral de Timbúes pueda no proporcionar una protección adecuada en caso de un incumplimiento en virtud de las Obligaciones Negociables.

Las leyes de Nueva York podrían limitar la ejecución de los derechos sobre el Acuerdo de Acreedores.

La ejecución de los derechos respecto al Acuerdo de Acreedores estará regida por las leyes del estado de Nueva York en los Estados Unidos. Las leyes relacionadas con la ejecución del Acuerdo de Acreedores difieren de las de Argentina, y su ejecución puede estar sujeta a restricciones y limitaciones. Una ejecución de los derechos contractuales contra las Co-Emisoras bajo el Acuerdo de Acreedores dependerá del éxito de la acción de ejecución, de conformidad con lo establecido en el Acuerdo de Acreedores. Estas restricciones y limitaciones pueden tener el efecto de prevenir, limitar y/o retrasar la ejecución de los derechos sobre el Acuerdo de Acreedores, y podrían afectar materialmente los reclamos de los tenedores, al igual que los costos a los que deba incurrir el Tenedor para poder llevar adelante la ejecución del Acuerdo de Acreedores.

DESTINO DE LOS FONDOS

Las Co-Emisoras no recibirán fondos en efectivo provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables en el marco de la Oferta. Las Obligaciones Negociables Elegibles que sean entregadas en canje en la Oferta serán canceladas. La emisión de las Obligaciones Negociables se realiza con el objeto de refinanciar el endeudamiento de las Co-Emisoras de conformidad con lo dispuesto en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

GASTOS DE EMISIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

Asumiendo que las Obligaciones Negociables serán colocadas por un valor nominal de US$38.018.238, se estima que los gastos totales de la emisión serán de aproximadamente $959.286.629 (o el 1,83% del valor nominal de las Obligaciones Negociables), calculados al tipo de cambio establecido en la Comunicación "A" 3500 del BCRA para el Dólar Estadounidense publicado en su sitio web (www.bcra.gob.ar – Publicaciones y Estadísticas – Estadísticas – Cambiarias - Tipos de Cambios) el día 30/04/2026, conforme al siguiente detalle:

Concepto	**Incidencia sobre el monto a emitir**
Comisiones	1,18%
Honorarios legales/contables:	0,51%
Honorarios del agente de calificación de riesgo:	0,00%
Aranceles CNV:	0,04%
Aranceles BYMA/ A3/ CVSA:	0,08%
Otros costos varios (publicaciones en medio de difusión, etc.):	0,01%
Total:	**1,83%**

Los gastos antes mencionados serán afrontados por las Sociedades y no incluyen el IVA.

CONTRATO DE AGENCIA

Contrato de Agencia

Sujeto a los términos y condiciones establecidos en el contrato de agencia celebrado, en o antes del Período de Oferta y Solicitud de Consentimiento (el "Contrato de Agencia"), los Agentes de Adhesión se comprometerán a responder consultas de los Depositantes y/o, en su caso y de corresponder, de los Tenedores Elegibles, en relación con las Obligaciones Negociables, a fin de facilitar las adhesiones a la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento y la suscripción de las Obligaciones Negociables sobre la base de los "mejores esfuerzos" de dicho agente, con el alcance establecido en el inciso a) del Artículo 774 del Código Civil y Comercial de la Nación. Los Agentes de Adhesión en su calidad de tal no realizarán gestiones operativas por los Tenedores Elegibles (salvo aquellas relacionadas con su actuación como Depositantes) ni por los Depositantes ni recibirán Obligaciones Negociables Elegibles para la participación en la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. Los Tenedores Elegibles deberán realizar las gestiones necesarias y solicitar asistencia de acuerdo con el procedimiento descripto en la sección "*Plan de Distribución*" en cuanto a todas las formalidades y requisitos necesarios a fin de participar en la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. Las obligaciones de los Agentes de Adhesión serán simplemente mancomunadas.

Los Agentes de Adhesión no constatarán si los inversores interesados que le requieran información sobre las Obligaciones Negociables Elegibles son o no Tenedores Elegibles.

Los Agentes de Adhesión no hacen recomendación alguna sobre si los Tenedores Elegibles deben o no canjear sus Obligaciones Negociables Elegibles en el marco de la Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento. Cualquier orientación realizada por los Agentes de Adhesión no constituirá asesoramiento financiero, legal ni impositivo individualizado, ni recomendación de inversión.

El Contrato de Agencia será presentado en CNV dentro de los plazos establecidos en la normativa aplicable.

Los Agentes de Adhesión no asumen compromiso alguno de suscripción en firme de las Nuevas Obligaciones Negociables, asumiendo exclusivamente obligaciones de medios en cuanto al resultado de la Oferta. Para más información, véase "*Plan de Distribución*" del presente Suplemento.

INFORMACIÓN ADICIONAL

a) La Reestructuración

Conforme a los hechos relevantes publicados por las Co-Emisoras, con fecha 30 de abril de 2025 (GEMSA bajo el ID #3354320 y CTR bajo el ID #3354311), las Co-Emisoras dieron a conocer que no iban a realizar los pagos de intereses de las obligaciones negociables clases XXXIX, XL y XLI co-emitidas que vencían el 5 de mayo de 2025. Asimismo, mediante el hecho relevante publicado por AESA, con fecha 30 de abril de 2025 bajo el ID #3354330, informó que no iba a realizar los pagos de los servicios de intereses de las obligaciones negociables clase XIX y XX que vencían la misma fecha.

Luego, las Co-Emisoras y AESA han publicado diversos hechos relevantes, donde se destacan los de fecha 6 de mayo de 2025 (GEMSA bajo el ID #3356514 y CTR bajo el ID #3356513), informando respecto del Proceso de Reestructuración, y que no se pagarían a su vencimiento los servicios de deuda de diversos endeudamientos financieros, incluyendo obligaciones negociables emitidas bajo el Programa, buscando priorizar la continuidad de su operación y preservar los intereses de sus acreedores y otras partes interesadas mientras se buscaban alternativas y propuestas para reordenar la situación. La falta de pago en tiempo y forma de estas obligaciones dio lugar a la configuración de supuestos de incumplimiento bajo los términos y condiciones aplicables a esos endeudamientos financieros.

Posteriormente, con fecha 25 de agosto de 2025, Rafael G. Albanesi S.A., sociedad que tiene los mismos accionistas que las Co-Emisoras, solicitó su concurso preventivo debido a la imposibilidad de cumplir regularmente con sus obligaciones, como vía de solución que le permita reestructurar pasivos, sostener la actividad y preservar el valor de la empresa.

Con fecha 3 de septiembre de 2025, se publicó un nuevo hecho relevante (GEMSA bajo el ID #3410935), dando cuenta del éxito de las solicitudes de consentimiento para modificar los términos y condiciones de distintas clases de obligaciones negociables emitidas para la financiación de proyectos (a saber, las obligaciones negociables de GEMSA clases XV, XVI, XVII, XVIII y XIX, y las obligaciones negociables de Generación Litoral S.A. clases I, III y IV), por un monto total aproximado de US$442.000.000, que marcó el primer hito del Proceso de Reestructuración. En ese contexto, y como paso siguiente, GEMSA informó que se encontraba en condiciones de presentar propuestas preliminares para la reestructuración de sus obligaciones negociables bajo el Programa, garantizadas y no garantizadas, por un monto total aproximado de US$917.000.000, y que comenzarían reuniones privadas con distintos grupos de inversores relevantes que hayan firmado acuerdos de confidencialidad y que se encontrarían restringidos para comprar o vender obligaciones negociables hasta que cualquier información material que reciban en esas reuniones y los términos y condiciones de las propuestas se hagan públicas mediante su difusión a través de los medios correspondientes.

Posteriormente, con fecha 8 de octubre de 2025, las Co-Emisoras publicaron un hecho relevante (GEMSA bajo el ID #3426028 y CTR bajo el ID #3426025), informando que sus representantes han mantenido reuniones: (i) por un lado, con un grupo de inversores tenedores de un porcentaje significativo de las ONs Clase XXXIX garantizadas, con vencimiento en 2031 (tales inversores, el "Grupo Ad Hoc"); y (ii) por el otro lado, con distintos inversores tenedores en su conjunto de un porcentaje significativo de las distintas clases de obligaciones negociables no garantizadas emitidas por las Co-Emisoras y por AESA. En tales reuniones, las Co-Emisoras presentaron información relativa a su plan de negocios y determinadas proyecciones financieras, y se mantuvieron diálogos e intercambios preliminares en torno a las alternativas de reordenamiento de pasivos financieros de las Co-Emisoras. Al momento de este hecho relevante, las Co-Emisoras habían recibido opiniones de los distintos grupos de acreedores financieros en cuanto a los términos y condiciones de una eventual propuesta definitiva de reestructuración, y esperaban continuar trabajando de manera constructiva con los distintos grupos de acreedores. Como anexo a dicho hecho relevante, se acompañaron las proyecciones financieras y el plan de negocios, así como también los términos y condiciones indicativos de la propuesta preliminar que fue puesta a consideración del Grupo Ad Hoc y de los restantes inversores arriba mencionados (la "Propuesta Preliminar"). Dicho hecho relevante se encuentra publicado en la AIF bajo los IDs mencionados en el párrafo anterior para consulta del público.

Asimismo, a través del mismo hecho relevante se informó que las Co-Emisoras tomaron conocimiento de que TMF Trust Company (Argentina) S.A., en su carácter de Fiduciario de los Fideicomisos en Garantía, bajo instrucciones recibidas de acuerdo con lo previsto en los respectivos Contratos de Fideicomiso en Garantía y en los restantes documentos aplicables, notificó a los deudores cedidos que se había tomado la decisión de ejecutar parcialmente las cesiones en garantía como consecuencia de la ocurrencia de supuestos de incumplimiento bajo las ONs Clase XXXIX, e instruyó 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 (la "Ejecución Parcial de las ONs Clase XXXIX y Obligaciones Negociables Elegibles"). Según fuera informado por los asesores del Grupo Ad Hoc a las Co-Emisoras, esta instrucción de ejecución parcial fue impartida por el Grupo Ad Hoc, actuando en forma conjunta con otros inversores tenedores de ONs Clase XXXIX, representando todos ellos en su conjunto más del cincuenta por ciento (50%) del capital en circulación de las ONs Clase XXXIX.

Mediante hecho relevante de fecha 13 de noviembre de 2025 (GEMSA bajo el ID Nº 3442811 y CTR bajo el ID Nº 3442813), las Co-Emisoras informaron que tomaron conocimiento de que TMF Trust Company (Argentina) S.A., en su carácter de fiduciario de los Fideicomisos en Garantía, notificó a los deudores cedidos que el monto de la ejecución parcial de las garantías se incrementaba del veinte por ciento (20%) hasta el treinta y cinco por ciento (35%), instruyendo a los respectivos deudores cedidos a realizar los pagos de los cobros de los derechos cedidos a las cuentas fiduciarias correspondientes. Según informó el Grupo Ad Hoc de inversores a las Co-Emisoras, este aumento se dispuso como medida temporal mientras se mantuvieran las negociaciones en curso. Asimismo, informaron que los representantes y asesores de las Co-Emisoras mantuvieron reuniones y comunicaciones con el Grupo Ad Hoc, a fin de analizar distintas alternativas y posibles modificaciones a la Propuesta Preliminar. A la fecha del hecho relevante, las negociaciones con el Grupo Ad Hoc continuaban bajo un nuevo acuerdo de confidencialidad. Por otro lado, comunicaron que, de forma simultánea, las Co-Emisoras y sus asesores mantenían reuniones con distintos inversores tenedores en su conjunto de un porcentaje significativo de las distintas clases de obligaciones negociables no garantizadas emitidas por las Co-Emisoras y por AESA, de quienes habían recibido comentarios en cuanto a los términos y condiciones de la Propuesta Preliminar.

Asimismo, continuando con lo mencionado precedentemente, y mediante hecho relevante de fecha 10 de diciembre de 2025 (GEMSA bajo los ID #3453372 y #3453499 y CTR bajo los ID #3453376 y #3453496), las Co-Emisoras informaron que habían alcanzado un principio de acuerdo con el Grupo Ad Hoc. En este contexto, las Co-Emisoras continuaban avanzando, junto con sus asesores, en el diseño de propuestas de reordenamiento de sus pasivos financieros dirigidas a sus restantes acreedores, y dieron a conocer los términos y condiciones indicativos de una propuesta preliminar revisada dirigida a las distintas clases de obligaciones negociables no garantizadas emitidas por las Co-Emisoras y por AESA, la cual incorporaba ciertas mejoras respecto de la propuesta previamente comunicada en octubre de 2025.

En el marco de la Oferta a las ONs No Garantizadas Locales, mediante la publicación del aviso de resultados de fecha 16 de abril de 2026 (GEMSA ID #3511507 y CTR ID #3511510), las Co-Emisoras anunciaron los resultados finales al cierre del Período de Participación Temprana, que finalizó el 15 de abril de 2026. A dicha fecha, se presentaron en el canje Obligaciones Negociables Existentes Locales por un monto de capital total equivalente a US$314,6 millones, sobre un monto de capital total equivalente a US$442,1 millones, lo que representó el 71,2% del monto de capital de las Obligaciones Negociables Existentes Locales. Posteriormente, mediante hecho relevante de fecha 23 de abril de 2026 (GEMSA ID #3514089 y CTR ID #3514095), las Co-Emisoras informaron los resultados finales al cierre de la fecha de expiración, la cual finalizó el 22 de abril de 2026, en el que se

presentaron Obligaciones Negociables Existentes Locales por un monto de capital equivalente a US$337,1 millones, sobre un total en circulación de US$442,1 millones, lo que representa el 76,24% del capital de dichas Obligaciones Negociables Existentes Locales en circulación. En consecuencia, en virtud de no haberse cumplido la condición mínima necesaria para la concreción del canje y considerando los resultados obtenidos, las Co-Emisoras anunciaron su intención de perseguir un cierre por APE.

Más recientemente, con fecha 3 de marzo de 2026 (GEMSA bajo los ID #3489589 y #3489590), las Co-Emisoras publicaron un hecho relevante informando sobre el éxito de las solicitudes de consentimiento para modificar los términos y condiciones de distintas clases de obligaciones negociables emitidas para la financiación de proyectos (a saber, las obligaciones negociables de GEMSA clases XV, XVI, XVII, XVIII y XIX) por un monto total de US$442.000.000.

Posteriormente, las Co-Emisoras informaron mediante hechos relevantes de fecha 20 de marzo de 2026 (GEMSA bajo el ID #3500987 y CTR bajo el ID #3500989) la celebración del Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración con el Grupo Ad Hoc y con ciertos otros tenedores de las ONs Clase XXXIX que representan conjuntamente aproximadamente el 43,45% del capital en circulación de las ONs Clase XXXIX. La celebración del Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración constituyó un hito en el Proceso de Reestructuración de las Co-Emisoras, que se suma a las Ofertas Concurrentes.

Posteriormente, 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.

Posteriormente, las Co-Emisoras lanzaron la Oferta a las ONs 2027 y, mediante hecho relevante de fecha 24 de abril de 2026 (GEMSA ID #3514795 y CTR ID #3514796), las Co-Emisoras informaron los resultados parciales al cierre del período de participación temprana, el cual finalizó el 23 de abril de 2026, en el que aproximadamente US$52 millones de ONs 2027, equivalentes al 44,30% del total de las ONs 2027, participaron de la oferta y solicitud de APE. Asimismo, las Co-Emisoras también informaron la extensión del período de participación temprana hasta el 6 de mayo de 2026 (inclusive).

Más recientemente, mediante reuniones de los Directorios de las Co-Emisoras (GEMSA ID #3515235 y CTR ID #3515227), ambas celebradas con fecha 27 de abril de 2026, se aprobó la convocatoria a Asambleas Especiales de Tenedores de las Obligaciones Negociables Existentes Locales, así como también la convocatoria a los tenedores de las ONs 2027 en el marco de un potencial APE, las cuales tendrán lugar los días 19, 20 y 21 de mayo de 2026.

Con fecha 4 de mayo de 2026, las Co-Emisoras, mediante la publicación del suplemento de prospecto, (GEMSA a través del ID # 3518125 y CTR a través del ID #3518135), lanzaron la Oferta a las ONs Internacionales 2031, que a la fecha de este Suplemento se encuentra aún en curso.

Con fecha 11 de mayo de 2026, las Co-Emisoras mediante la publicación del Aviso de Resultados (GEMSA ID # 3523364 y CTR ID #3523365) correspondiente a la fecha de vencimiento de las ONs 2027, informaron que se presentaron ONs 2027 por un monto de capital de US$57.851.985, equivalentes al 49,41% del total de las ONs 2027 en circulación.

A lo largo del Proceso de Reestructuración, las Co-Emisoras priorizaron la operación ininterrumpida en toda su plataforma de generación térmica. A lo largo de 2025, los activos de generación alcanzaron una disponibilidad promedio de aproximadamente 92%, reflejo de una planificación de mantenimiento coordinada y del cumplimiento continuo de las obligaciones de despacho y desempeño de los contratos de suministro con CAMMESA y de los acuerdos de compra de energía privados. Asimismo, se mantuvieron los acuerdos de suministro y transporte de combustible para respaldar las entregas de Energía Plus y los compromisos de cogeneración, lo que permitió a las Co-Emisoras preservar sus principales fuentes de ingresos operativos durante el Proceso de Reestructuración. Asimismo, durante 2025, las Co-Emisoras completaron todas las inspecciones preventivas programadas con fabricantes de equipos originales, incluyendo Siemens en Central Térmica Cogeneración Timbúes y Central Térmica Independencia, General Electric en Central Térmica Roca y Mitsubishi en Central Térmica Frías. Paralelamente, la dirección de las Co-Emisoras estableció acuerdos estratégicos con proveedores clave para ampliar los plazos de pago y asegurar la continuidad del suministro de repuestos y servicios críticos. Estos acuerdos incluyeron la adquisición anticipada de componentes con plazos largos necesarios para futuras revisiones, la reducción del riesgo de ejecución y el apoyo a la fiabilidad de la flota más allá del plazo inmediato del Proceso de Reestructuración.

b) Controles de Cambio

Para obtener información acerca de los controles de cambios actualmente vigentes en la Argentina, véase la sección "*Información Adicional – c) Controles de Cambio*" del Prospecto. Adicionalmente, debe tenerse en consideración las siguientes actualizaciones significativas a la fecha del presente Suplemento:

Comunicación "A" 8361 del BCRA

Por medio de la Comunicación "A" 8361, el BCRA modificó los requisitos de acceso al MLC para personas humanas residentes para la compra de moneda extranjera en concepto de formación de activos externos. En concreto, estableció que las siguientes compras de títulos valores contra moneda extranjera, no estarán restringidas para las personas humanas residentes que accedan al MLC para la formación de activos externos:

- La compra de títulos valores con liquidación en moneda extranjera a partir de la suscripción primaria de títulos de deuda emitidos por residentes en moneda extranjera, en la medida que el comprador los mantenga en cartera por al menos 15 (quince) días hábiles (el "Plazo Mínimo de Tenencia"). Este Plazo Mínimo de Tenencia no será exigible cuando: (i) la suscripción primaria se haya realizado hasta el 09/12/2025 inclusive, o (ii) la venta posterior de esos títulos se efectúe con liquidación en moneda extranjera.

La compra de títulos valores con liquidación en moneda extranjera en el marco de reinversión de cobros en moneda extranjera correspondientes a servicios de capital y/o intereses de títulos emitidos por el Tesoro Nacional o el BCRA, siempre que dicha reinversión se efectúe dentro de los 15 (quince) días hábiles posteriores a la fecha de cobro.

Comunicación "A" 8390 del BCRA

Mediante la Comunicación "A" 8390 de fecha 22 de enero de 2026, el BCRA dispuso una serie de flexibilizaciones, habilitando la precancelación de préstamos y obligaciones negociables locales denominados en moneda extranjera, mediante la liquidación en simultaneo de fondos en moneda extranjera obtenidos a partir de otras obligaciones negociables y préstamos locales (los "Nuevos Endeudamientos Locales"), en la medida en que:

- Los fondos obtenidos a partir de los Nuevos Endeudamientos Locales se liquiden en el MLC;
- La vida promedio de los Nuevos Endeudamientos Locales sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela; y
- El monto acumulado de los vencimientos de capital de los Nuevos Endeudamientos Locales en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se precancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela.

Comunicación "A" 8417 del BCRA

Mediante la Comunicación "A" 8417 de fecha 9 de abril de 2026, el BCRA:

(i) Exceptuó a las personas humanas de la obligación de liquidación en el MLC de los cobros de exportaciones de bienes y todas las exportaciones de servicios, siempre y cuando concreten el ingreso de los fondos en el MLC en los plazos normativos previstos, y los fondos sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales.

(ii) Permitió la extensión del plazo para ingreso y liquidación de divisas a 180 (ciento ochenta) días a través del MLC para exportaciones de bienes oficializadas a partir del 1° de enero de 2026, en las cuales el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino, en la medida que el exportador no haya registrado exportaciones de bienes por un valor superior equivalente a U$S 200.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos millones) en el año calendario inmediato anterior a la oficialización de la destinación;

(iii) Extendió a 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos el plazo de ingreso y liquidación en el MLC del contravalor en divisas de las exportaciones a contrapartes no vinculadas de manufacturas de cuero, prendas de vestir, calzados, sombreros y partes de reactores nucleares;

(iv) Habilitó el acceso al MLC para el pago de capital de endeudamientos financieros del exterior entre contrapartes vinculadas, sin la conformidad previa del BCRA, en las siguientes situaciones: a) Cuando en forma simultánea se liquiden fondos ingresados desde el exterior por endeudamiento del exterior otorgado por el mismo acreedor del exterior o por otro acreedor del exterior vinculado al deudor que tenga una vida promedio remanente no inferior a 4 (cuatro) años y mínimo 3 (tres) años de gracia para pago de capital; y b) Cuando el pago de capital sea de un endeudamiento del exterior con una vida promedio remanente no inferior a 4 (cuatro) años, mínimo 3 (tres) años de gracia para el pago de capital originado a partir del 10 de abril de 2026 por una refinanciación con el mismo acreedor de pagos de capital vencido, alcanzado por la conformidad previa;

(v) Habilitó, en la medida en que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, el acceso al MLC para el pago de capital e intereses de títulos valores comprendidos en los Puntos 3.6.1.3 a 3.6.1.5 de las Normas Cambiarias (obligaciones negociables, pagarés y/o fideicomisos financieros denominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses) con una antelación de hasta 3 (tres) días hábiles al vencimiento;

(vi) Resolvió dejar sin efecto los límites establecidos para los retiros en el exterior en carácter de adelanto en efectivo a los tarjetahabientes otorgados por las entidades financieras y otras emisoras de tarjetas locales de crédito y/o compra;

(vii) Dispuso nuevos requisitos para el acceso al MLC para la transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera, a sus cuentas bancarias propias en el exterior. En concreto estableció:

- Un registro obligatorio de las operaciones en un nuevo sistema online del BCRA que fue implementado a través de la Comunicación "B" 13152 de fecha 10 de abril de 2026; y

- La obligación de contar con una declaración jurada del cliente en la que se comprometa a no comprar títulos valores contra moneda extranjera por 90 (noventa) días corridos desde el momento que transfiere las divisas. Este compromiso no comprende (i) a las compras en el marco de suscripción primaria títulos de deuda emitidos por residentes, en la medida que se mantengan en cartera del cliente por 15 (quince) días hábiles; (ii) a las compras por reinversión de capital e intereses de títulos emitidos por el Tesoro Nacional o por BCRA dentro de los 15 (quince) días hábiles del cobro de dichos conceptos.

Comunicación "A" 8426 del BCRA

Por medio de la Comunicación "A" 8426 de fecha 23 de abril de 2026, el BCRA estableció una serie de modificaciones a las Normas Cambiarias referentes a las disposiciones reglamentarias asociadas al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones ("RIGI"). Al respecto, dicha Comunicación estableció la posibilidad de que los Vehículos de Proyecto Único ("VPU") puedan computar como propios del VPU los ingresos de divisas liquidados en el MLC por otras empresas residentes (socios, accionistas, uniones transitorias u otros tipos de contratos asociativos vinculados al VPU, sociedades titulares de VPU Sucursal Dedicada) (los "Terceros Vinculados al VPU"), que provengan de aportes de inversión directa, de endeudamientos financieros, financiaciones para la importación de bienes de capital, siempre en la medida que los fondos recibidos por dichos terceros hayan sido transferidos al VPU, o afectados al proyecto incluido en el RIGI. Por último, estableció los requisitos para que dicho cómputo a favor del VPU pueda verificarse, así como los requisitos para que el VPU pueda acceder al MLC para el repago de los endeudamientos y la repatriación de los aportes, apoyándose en los ingresos de divisas realizados por los Terceros Vinculados al VPU.

Asimismo, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y leer en forma completa y exhaustiva las normas cambiarias aplicables, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economia) o del BCRA (www.bcra.gob.ar), según corresponda.

DICHOS RESÚMENES NO CONSTITUYEN UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODA LA NORMATIVA CAMBIARIA. LOS TENEDORES ELEGIBLES DEBERÁN CONSULTAR A SUS ASESORES AL RESPECTO Y SOBRE LAS CONSECUENCIAS APLICABLES A LA LUZ DE SU SITUACIÓN PARTICULAR.

c) Carga Tributaria

Para obtener información acerca de la carga tributaria actualmente vigente en la Argentina, véase la sección "*Información Adicional – d) Carga Tributaria*" del Prospecto.

DICHOS RESÚMENES NO CONSTITUYEN UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA OFERTA, O SOBRE LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES ELEGIBLES DEBERÁN CONSULTAR A SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS APLICABLES A LA LUZ DE SU SITUACIÓN PARTICULAR.

Para mayor información sobre el régimen impositivo de la Argentina relacionado con la inversión en las Obligaciones Negociables, ver la sección "*Información Adicional– d) Carga Tributaria*" del Prospecto. Asimismo, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales e impositivos acerca de las consecuencias impositivas de invertir en las Obligaciones Negociables.

d) Documentos a disposición

El presente Suplemento y los estados financieros incluidos en el mismo se encuentran a disposición de los interesados en la página web de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar), en los sistemas informáticos de aquellos mercados en los que se listen las Nuevas Obligaciones Negociables, así como en la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv), en el ítem "*Empresas — Generación Mediterránea S.A. — Información Financiera*" y "*Empresas — Central Térmica Roca S.A. — Información Financiera*".

e) Prevención del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo

Para obtener información acerca de las normas actualmente vigente en la Argentina respecto de la prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo, véase la sección "*Avisos Importantes – Notificación a los Inversores sobre Normativa Referente a Lavado de Activos*" del Prospecto.

Las Co-Emisoras y/o los Agentes de Adhesión podrán requerir a quienes deseen suscribir las Obligaciones Negociables, información relacionada con el cumplimiento del régimen de Prevención del Encubrimiento y Lavado de Activos de Origen Delictivo conforme con lo dispuesto por la Ley Nº 25.246 (modificada posteriormente por Ley N° 26.087, Ley N° 26.119, Ley N° 26.268 y Ley N° 26.683, la Ley Nº 26.733 y la Ley N° 27.739, y tal como la misma pudiera ser modificada y/o complementada en el futuro) o por disposiciones, resoluciones o requerimientos de la Unidad de Información Financiera, en particular las Resoluciones N° 14/2023 y 78/2023. Las Co-Emisoras podrán rechazar las suscripciones cuando quien desee suscribir las Obligaciones Negociables no proporcione, a satisfacción de las Co-Emisoras y/o Agentes de Adhesión, la información y documentación solicitada. Para mayor información, véase "*Avisos Importantes—Notificación a los Inversores sobre normativa referente a lavado de activos*" del Prospecto.

f) Anexo A

A efectos de poner a disposición de los inversores información de las Co-Emisoras incluida en el Prospecto, con sus correspondientes actualizaciones, se acompaña al presente como Anexo A las siguientes secciones del Prospecto, 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)*".

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.

ANEXO A

ÍNDICE

INFORMACIÓN DE LAS CO-EMISORAS……..65

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTES)……..145

ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS……..149

ANTECEDENTES FINANCIEROS……..151

INFORMACIÓN DE LAS CO-EMISORAS

Se informa al público inversor que por medio del presente Suplemento 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 del presente Suplemento. 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 Nº 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*" del presente. 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 rendimiento 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 nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones" 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*" del presente Suplemento), 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 Nº 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 para 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"* 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.

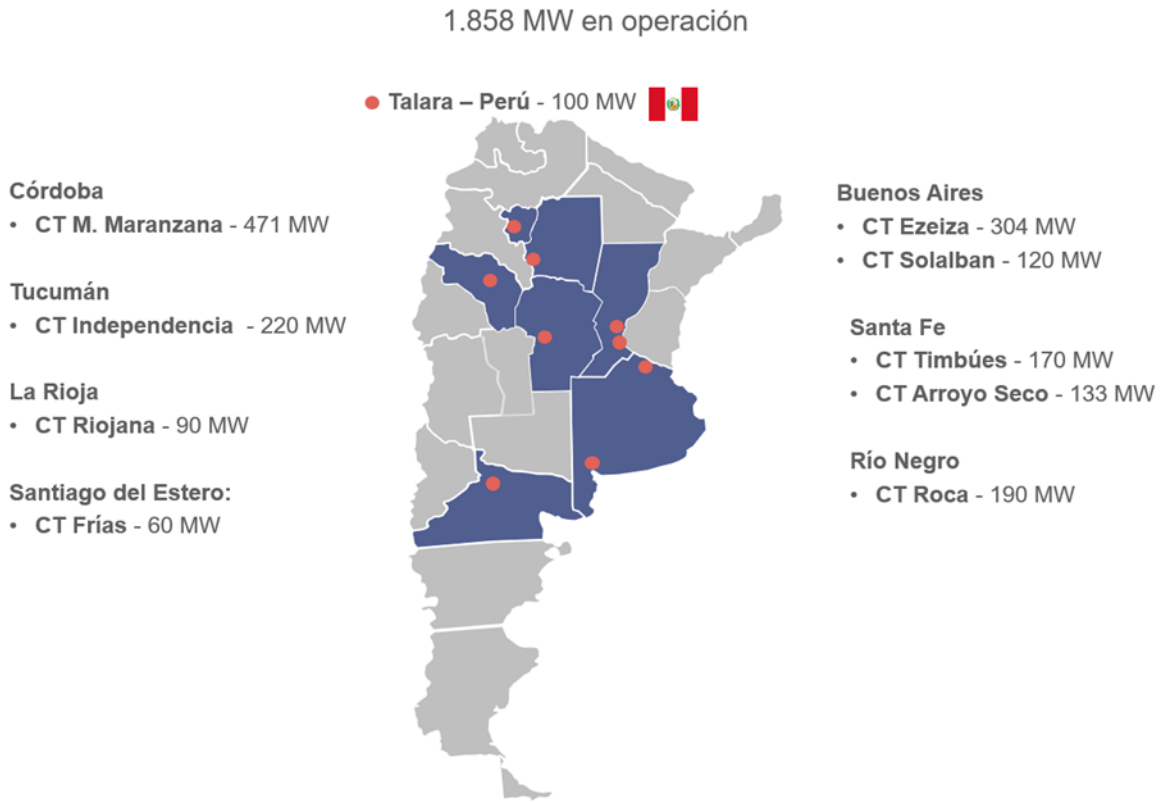
(2) El Factor de Disponibilidad (relevante principalmente para efectos de la venta de nuestra disponibilidad de capacidad bajo la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Resolución SEE 287/2017 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles sobre las horas del período (es decir, el porcentaje 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 "*Información de las Co-Emisoras—Nuestras Centrales Eléctricas—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:



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 Suplemento 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 Caución 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 Suplemento, 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— Riesgos relacionados con las Co-Emisoras— Exposición a Procedimientos Judiciales relativos a Incumplimientos de Pago"* del presente 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. La parte ejecutante ha percibido la totalidad del monto reclamado.

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 co-emitidas 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. Con fecha 27 de mayo de 2026, el tribunal dictó sentencia ordenando la ejecución GEMSA y rechazando la inhabilidad de título opuesta. GEMSA fue notificada de dicha sentencia el 7 de mayo de 2026. 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°2.886/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N°9, Secretaría N° 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° 2.914/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 31, Secretaría N° 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°6295/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 12, Secretaría N°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° 2711/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N°13, Secretaría N° 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.. Con fecha 12 de mayo de 2026, el tribunal dictó sentencia ordenando la ejecución GEMSA únicamente por los intereses devengados e impagos, en tanto las Obligaciones Negociables no han sido aceleradas ni han vencido en su totalidad. GEMSA fue notificada de dicha sentencia el 12 de mayo de 2026. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

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.N°4325/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N°10, Secretaría N°19), 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. N° 3483/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 27, Secretaría N° 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. N° 6036/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 30, Secretaría N° 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. N° 4305/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 17, Secretaría N° 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. N°4643/2026, en trámite ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N°26, Secretaría N°51), 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. Con fecha 4 de mayo 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 11 de mayo de 2026. En el contexto del juicio se trabó una medida precautoria para cubrir el monto reclamado y accesorios.

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

Con fecha 17 de marzo de 2026, Juan Monferini inició un ejecutivo contra GEMSA (Expte.N°5499/2026, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N°23, Secretaría N°46), 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. Nº 3966/2026, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 24, Secretaría N° 48) 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.

Battista Gabriel Ángel C/ Central Térmica Roca S.A y otro.s/ Ejecutivo"

Con fecha 18 de marzo de 2026 Ángel Gabriel Battista promovió demanda ejecutiva contra las Co-Emisoras (Expte. Nº 4324/2026, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 12, Secretaría N° 23) reclamando el pago de la suma de USD 17.000, en concepto de capital, con más los intereses correspondientes, derivados del presunto incumplimiento en el pago de Obligaciones Negociables Clase XXXV. Las Co-Emisoras comparecieron el 8 de mayo de 2026 y opusieron 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.

Yannacio, Sebastián Martín C/ Generación Mediterránea S.A y otro.s/ Ejecutivo"

Con fecha 18 de marzo de 2026 Sebastián Martín Yannacio promovió demanda ejecutiva contra las Co-Emisoras (Expte. Nº 3234/2026, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 21, Secretaría N° 41) reclamando el pago de la suma de USD 1.226,08, en concepto de capital, con más los intereses correspondientes, derivados del presunto incumplimiento en el pago de Obligaciones Negociables Clase XXXV. Las Co-Emisoras comparecieron el 12 de mayo de 2026 y opusieron 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.

Maldonado, Lucas Javier C/ Central Térmica Roca S.A y otro.s/ Ejecutivo"

Con fecha 9 de marzo de 2026 Lucas Javier Maldonado promovió demanda ejecutiva contra las Co-Emisoras (Expte. Nº 910/2026, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 21, Secretaría N° 42) reclamando el pago de la suma de USD 11.500, en concepto de capital, con más los intereses correspondientes, derivados del presunto incumplimiento en el pago de Obligaciones Negociables Clase XXXV. Las Co-Emisoras comparecieron el 6 de mayo de 2026 y opusieron 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.

Osuna, Juan Digeo C/ Generación Mediterránea S.A s/ Ejecutivo"

Con fecha 25 de marzo de 2026 Juan Diego Osuna promovió demanda ejecutiva contra GEMSA (Expte. Nº 5496/2026, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 5, Secretaría N° 9) reclamando el pago de la suma de USD 22.908, en concepto de capital, con más los intereses correspondientes, derivados del presunto incumplimiento en el pago de Obligaciones Negociables Clase XVI. GEMSA compareció el 7 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.

Bonofiglio, Fernando Daniel C/ Generación Mediterránea S.A s/ Ejecutivo"

Con fecha 22 de abril de 2026 Fernando Daniel Bonofiglio promovió demanda ejecutiva contra GEMSA (Expte. Nº 8581/2026, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 10, Secretaría N° 100) reclamando el pago de la suma de USD 2.453,89, en concepto de capital, con más los intereses correspondientes, derivados del presunto incumplimiento en el pago de Obligaciones Negociables Clase XI. GEMSA compareció el 11 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°1, 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° 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 como resultado de tal ejercicio. En caso de proceder la venta de las acciones, no es posible prever si ello conllevara un impacto adverso relevante en la situación financiera, resultados de operaciones y/o liquidez de 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 especifico 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 Nº 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 Suplemento.

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 períodos 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, las Co-Emisoras 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 GROSA 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, GROSA celebró un acuerdo de conciliación con Sorrento S.A., mediante el cual GROSA 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, GROSA 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.

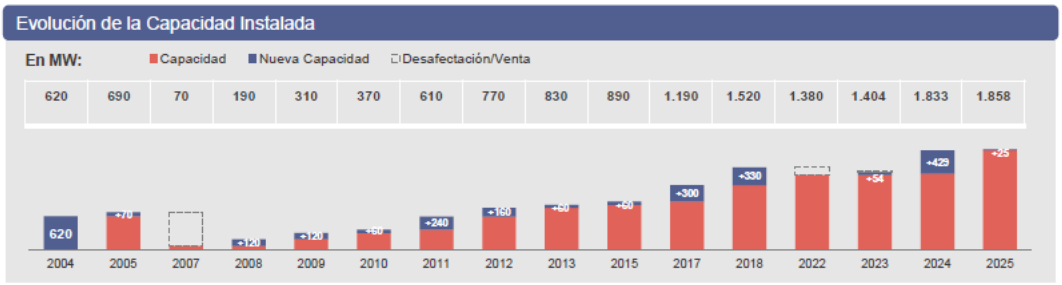
Asimismo, durante 2016 se nos adjudicaron 170 MW en Timbúes, Provincia de Santa Fe, bajo la Resolución SEE N° 21/2016. La Central Térmica Timbúes, junto a Renova, inició su operación comercial durante el primer trimestre de 2018.

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 del presente Suplemento, 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 este Suplemento:

- 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 del presente Suplemento:

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 termoeléctrica más eficiente, en términos de reducción de costos y emisiones de carbono.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el
	31/12/2025
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**
Modesto Maranzana	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
	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 (ciclo combinado)	Siemens SGT-800 Siemens SST-600	Turbina de gas Turbina de vapor	50 MW 67 MW
Total M. Maranzana				**471 MW**
Ezeiza	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	1.590	Siemens SST-600	Turbina de vapor	50 MW
	1.590	Siemens SST-600	Turbina de vapor	50 MW
	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW
	1.590	Siemens SGT-800	Turbina de gas	54 MW
Total Ezeiza				**304 MW**
Independencia	2.400	PWPS FT8-3[(1)]	Turbina de gas	60 MW
	2.400	PWPS FT8-3[(1)]	Turbina de gas	60 MW
	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 (ciclo combinado)	EGT - Alstom	Turbina de gas	130 MW
		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**
Riojana	2.300	Siemens SGT-800	Turbina de gas	50 MW

Central Térmica	Consumo Específico (kcal/kWh)	Turbina y Tipo de Tecnología		Capacidad de Potencia
	3.950	John Brown	Turbina de gas	14 MW
	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 Estadunidenses) 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 supuestos 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 (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.

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 del presente Suplemento, 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 Nº 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:

	31/12/2023		**31/12/2024**		**31/12/2025**	
	EBITDA Ajustado (en miles de USD)	**% de EBITDA Ajustado**	**EBITDA Ajustado (en miles de USD)**	**% de EBITDA Ajustado**	**EBITDA Ajustado (en miles de USD)**	**% de EBITDA Ajustado**
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 Nº 24.065, que junto con la Ley Nº 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 Nº 634/1991 y las Leyes Nº 23.696 y Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 826/2004, Nº 712/2004 y Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 220/2007 y Nº 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 Nº 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 Nº 95/2013, modificada por la Resolución Nº 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, Nº 19/2017, SRRYME N° 1/2019, SE N° 31/2020, SE N° 440/2021, SE N° 238/2022, SE Nº 826/2022, SE Nº 750/2023, SE Nº 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 Nº 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 Nº 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 ajusto 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 normativa 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 Nº 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°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°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°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 FEDEI.

- 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
- 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 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 Nº 1.192/1992, sobre la base de la figura del Despacho Nacional de Cargas, según lo previsto en el artículo 35 de la Ley Nº 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 Secretaria 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.

Cargo	**Nombre y Apellido**
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 Dores
	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 Nº 95/2013 y el artículo 4 de la Resolución SE Nº 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 Nº 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 Nº 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 regirá 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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

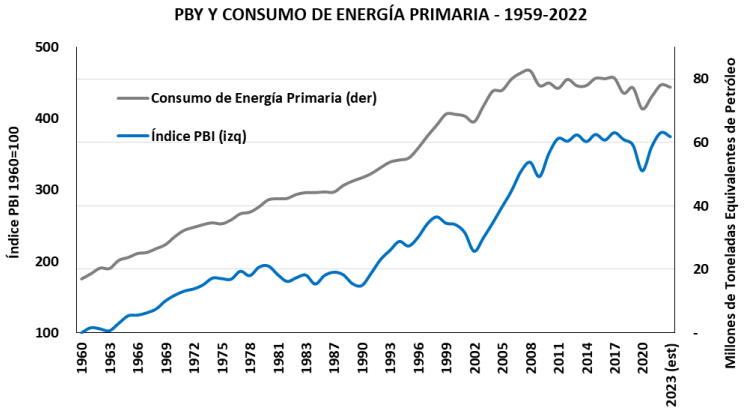
(ii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por empresas privadas que operan las redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

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 sitúo 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.

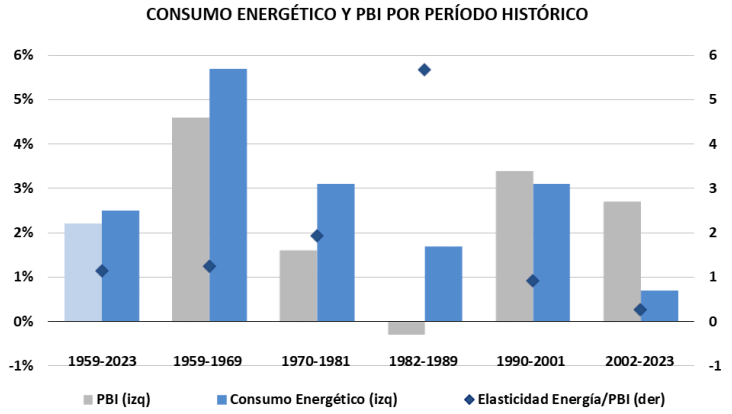
El crecimiento del consumo energético entre 2003 y 2010 fue resultado de un crecimiento económico elevado, impulsado por segmentos Residencial y Comercial de demanda de productos energéticos, como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente de

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.

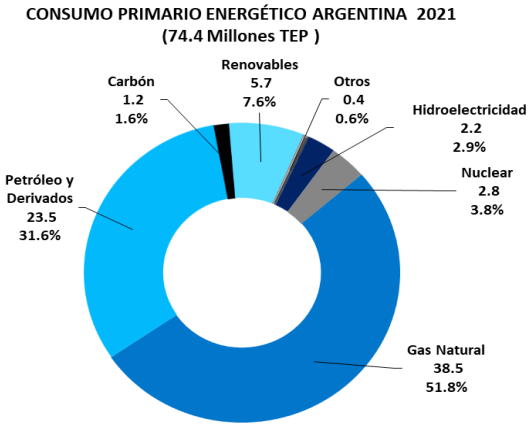
La elasticidad del consumo energético en relación con el PBI en los últimos dos grandes ciclos político-económicos – década de 1990 y de 2000-2023 - es menor a décadas previas. Las restricciones a la demanda energética por suministro insuficiente, y la necesidad de importar energía para complementar 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.

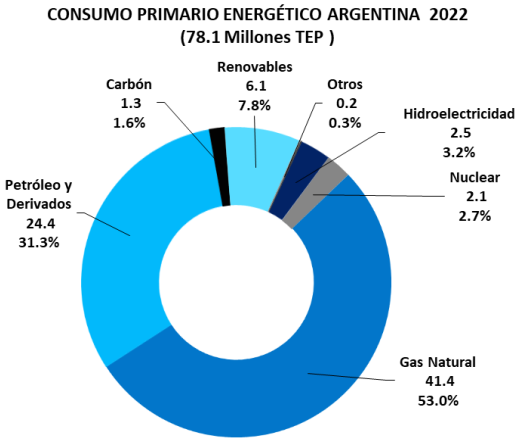
PERÍODO HISTÓRICO-ECONÓMICO	PBI ANUAL	CONSUMO ENERGÉTICO	ELASTICIDAD ENERGÍA/PBI
1959-2023	2.2%	2.5%	1.1
1959-1969	4.6%	5.7%	1.2
1970-1981	1.6%	3.1%	1.9
1982-1989	-0.3%	1.7%	5.7
1990-2001	3.4%	3.1%	0.9
2002-2023	2.7%	0.7%	0.3

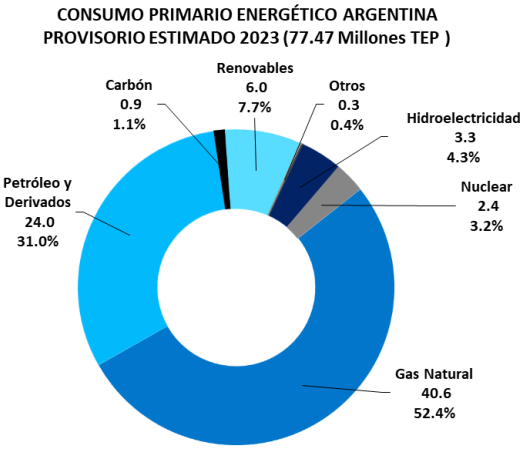
Las restricciones de abastecimiento de productos energéticos como gas natural en el último ciclo de crecimiento económico hasta 2011 a pesar del crecimiento moderado de demanda energética, generaron problemas en el suministro efectivo a la demanda. La prioridad de abastecimiento de consumidores del segmento 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.

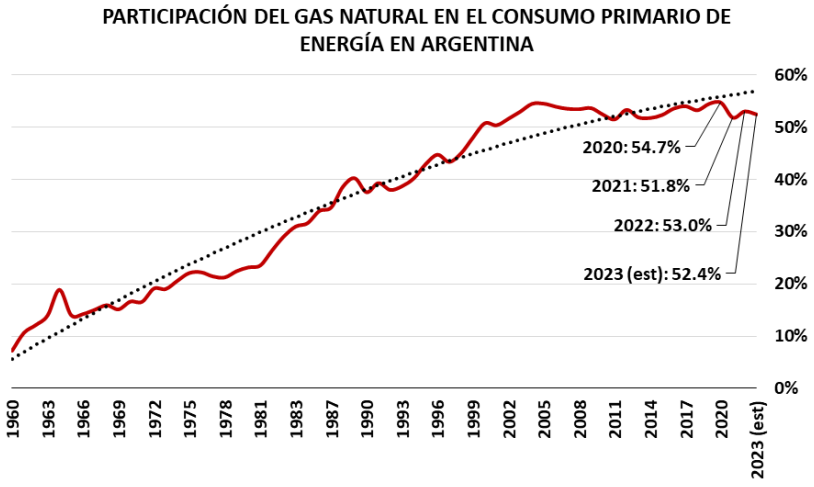


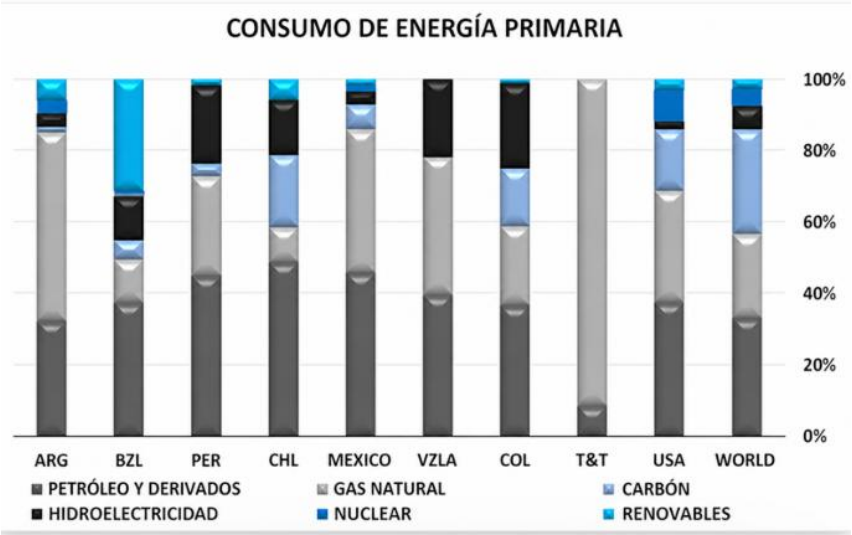




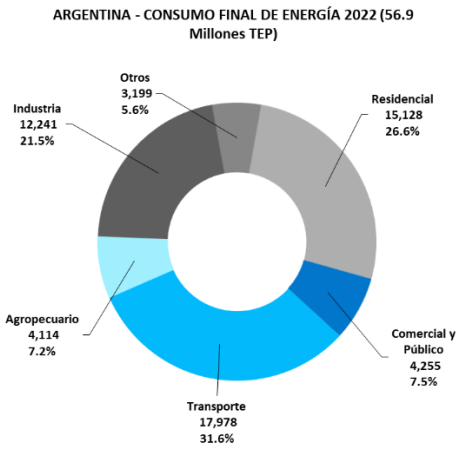
Por la naturaleza, característica y costo de las inversiones necesarias, existe dificultad en modificar la estructura de consumo primario energético en el corto plazo en favor de fuentes hidroeléctricas, nuclear, o renovables. Igualmente, las diferentes administraciones mantienen políticas de incremento 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.





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.



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 períodos 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.

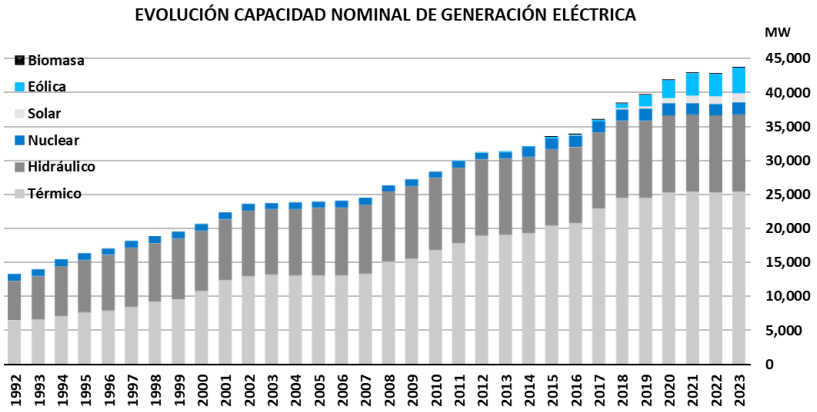
En 2024, la marca de 2023 fue nuevamente superada, llegando a 29.653 MW.

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 estadunidenses 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**

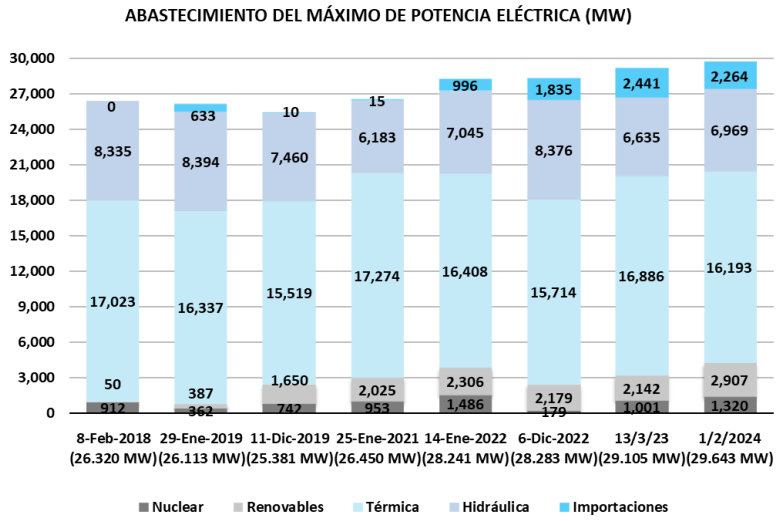
CAPACIDAD NOMINAL (Datos en MW a diciembre de cada año)											
SISTEMA INTEGRADO - MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA											
AÑO	TÉRMICA					HIDROELÉCTRICA	NUCLEAR	BIOMASA	SOLAR	EÓLICA	TOTAL NOMINAL
	TG	TV	DI	CC	SUBTOTAL						
1992	4,857	1,518	82	84	6,541	5,721	1,005				13,267
1993	4,836	1,597	84	84	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:

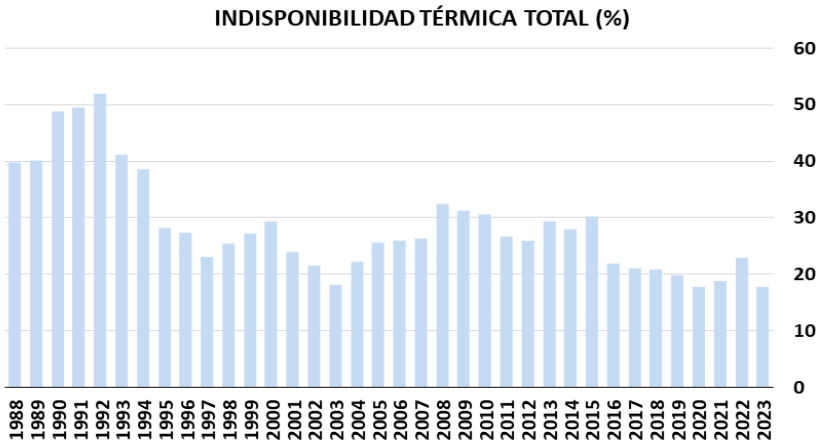
CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - DICIEMBRE 2022												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS/ BIOMASA	TOTAL	%
CUYO	120	114	384	40	658	0	1,154	312			2,124	4.9%
COMAHUE	0	501	1,490	96	2,087	0	4,769		253	2	7,111	16.6%
NOA	261	725	1,945	349	3,280	0	218	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 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 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.

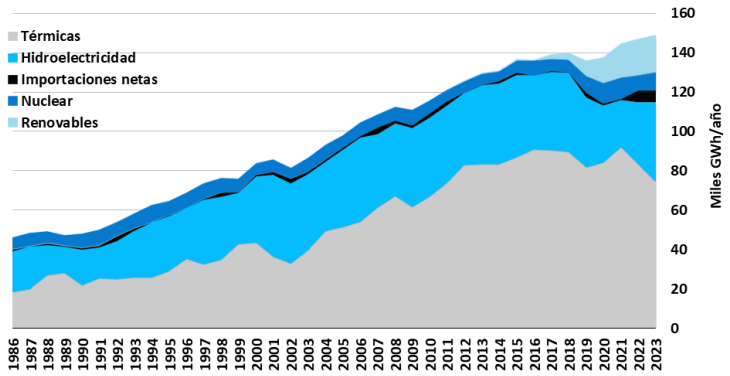
A pesar de anuncios tras un inédito black out total el 16 de junio de 2019 que afectó a todo el país y países vecinos, la administración que asumió en diciembre 2019 no logró concretar la construcción de nuevas líneas de transmisión que se intentaron licitar en 2019, ni un anuncio de una gran nueva subestación 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 trasmisión 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.

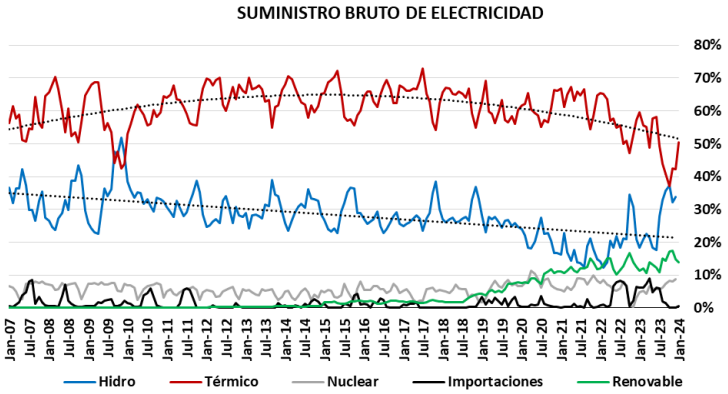
Es necesario construir líneas que alivien la congestión que sitúa al límite a las líneas existentes en el eje Centro-Litoral-GBA, y líneas más cortas en Buenos Aires y Santa Fe. Asimismo, si la administración decidiera que el sistema debe continuar incorporando nuevas unidades de origen renovable, será 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 Yacyretá desde el 2006. Desde 2017 se incorpora la generación renovable, con relevancia creciente.

EVOLUCIÓN SUMINISTRO HISTÓRICO ELÉCTRICO BRUTO

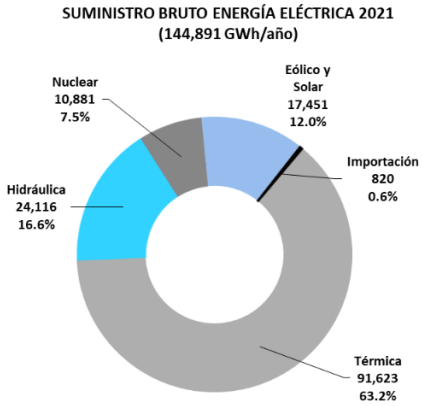


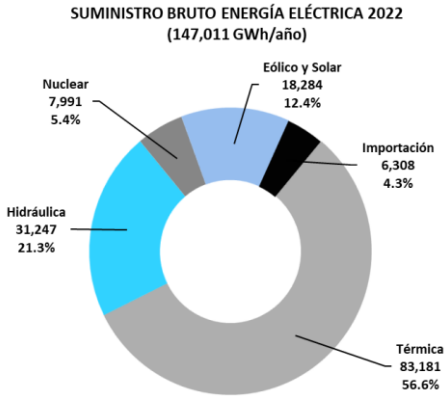
La oferta hidroeléctrica varía considerablemente entre los diferentes meses del año, y entre diferentes años influida por períodos de sequía: 2021 fue el año de menor aporte hidroeléctrico desde 1993 extendiendo la reducción de oferta hasta el invierno 2022, en que parece haberse modificado el patrón 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.

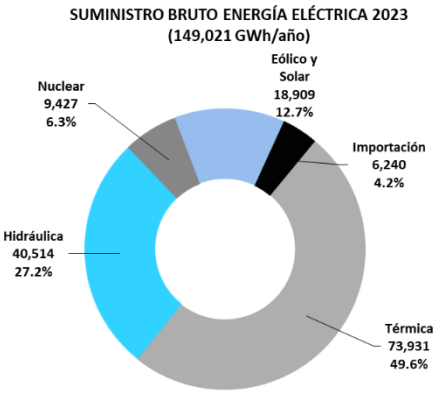


La participación del sector hidroeléctrico desde el invierno 2009 hasta inicios de 2010 – hasta 50% -, marcó el máximo para esta fuente, inusual en la Argentina. Esto naturalmente redujo la importación de combustibles para generación térmica. Aquella situación excepcional de oferta hidroeléctrica no 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.



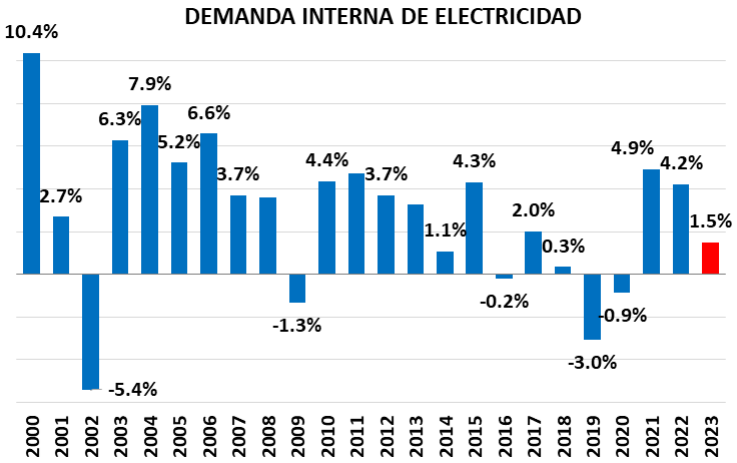




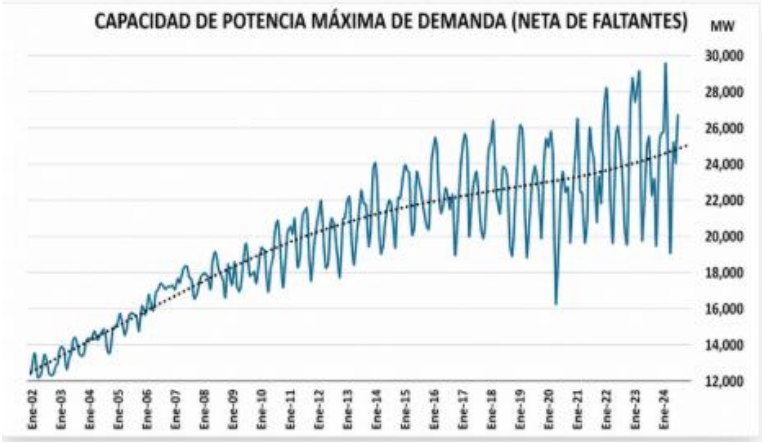
La demanda de energía eléctrica mostró entre 2016 y 2020 una desaceleración de la tendencia de crecimiento, por incrementos tarifarios y bajo crecimiento económico. La tendencia se profundizó en 2019 con temperaturas invernales moderadas y crisis económica. Durante 2020, la contribución de exportaciones 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%.

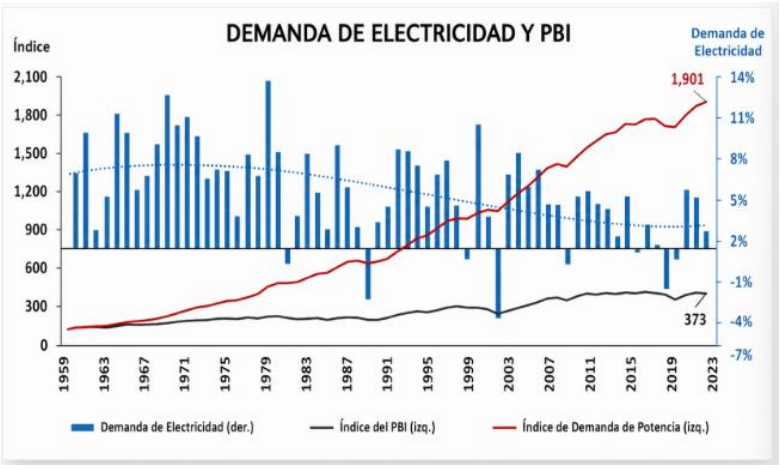
En la siguiente tabla podemos ver la demanda interna de electricidad a partir de los años 2000:

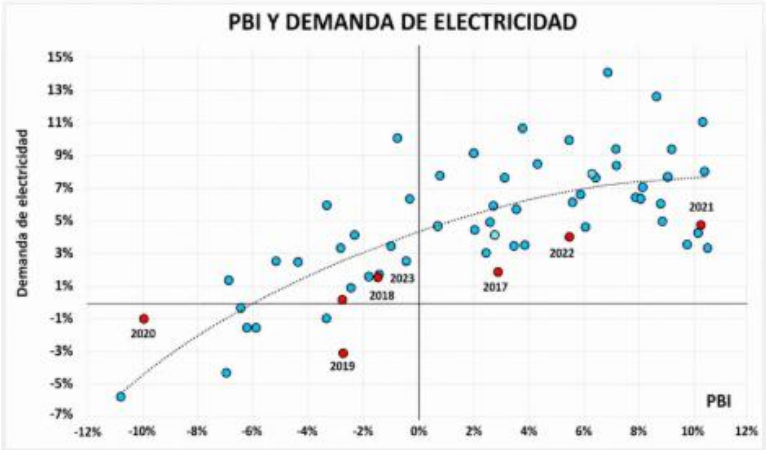


La tendencia de largo plazo muestra morigeración de la demanda de electricidad en períodos de caída de la economía como 2016, 2018, 2019 o 2020, con influencia de los ajustes tarifarios que se implementaron hasta febrero 2019 para mejorar parcialmente la cobertura del costo de abastecimiento eléctrico. 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.



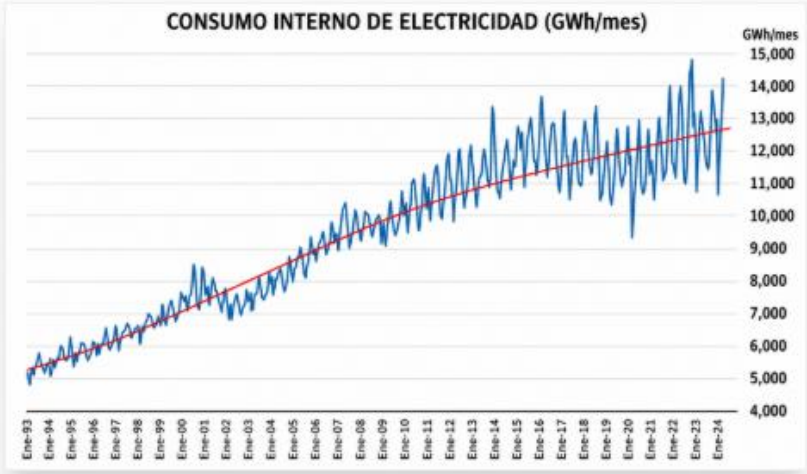
La correlación entre evolución del PBI y demanda eléctrica muestra dispersión, aunque puede concluirse que ante reducción fuerte del PBI la demanda eléctrica se reduce relativamente poco. Igualmente debe considerarse que, en un entorno de crecimiento económico bajo, la demanda eléctrica crece a tasas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



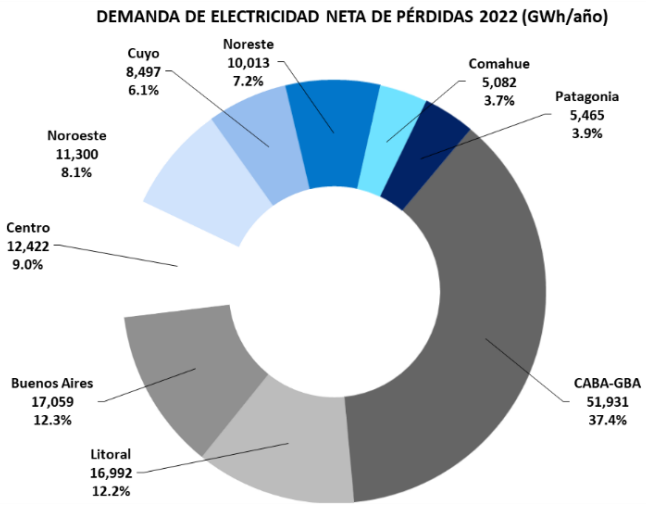


CAMMESA divide a la Argentina en Regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de características socioeconómicas, y de integración de cada subsistema eléctrico. La demanda se localiza concentrada en el área CABA-Gran Buenos Aires-Litoral, que representó 62,2% 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.

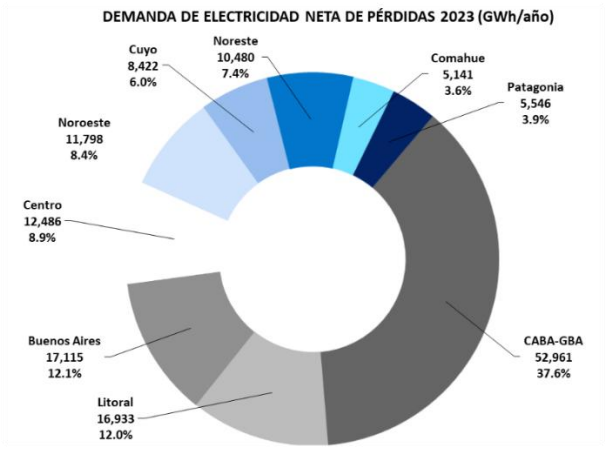
En 2023 se mostraron variaciones menores de un 61,8% en la región central del país, con alto crecimiento en regiones como Noroeste, y Noreste superiores al resto de las regiones. Los cambios de la presente estructura no serán materiales en el futuro, por lo que las inversiones de abastecimiento eléctrico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



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%



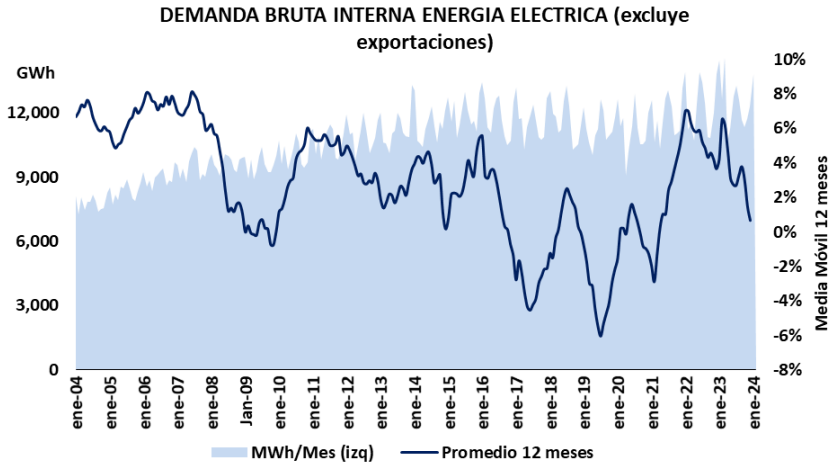
DEMANDA ENERGÍA POR REGIÓN NETA DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - 2023							
REGIÓN	**GWh/año**	**DISTRIBUCIÓN**		**VARIACIÓN 2023/2022**		**VARIACIÓN 2023/2021**	
CABA-GBA	52,961	37.6%	37.6%	1,030	2.0%	2,310	4.6%
Litoral	16,933	12.0%	49.6%	-59	-0.3%	471	2.9%
Buenos Aires	17,115	12.1%	61.8%	56	0.3%	935	5.8%
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%**

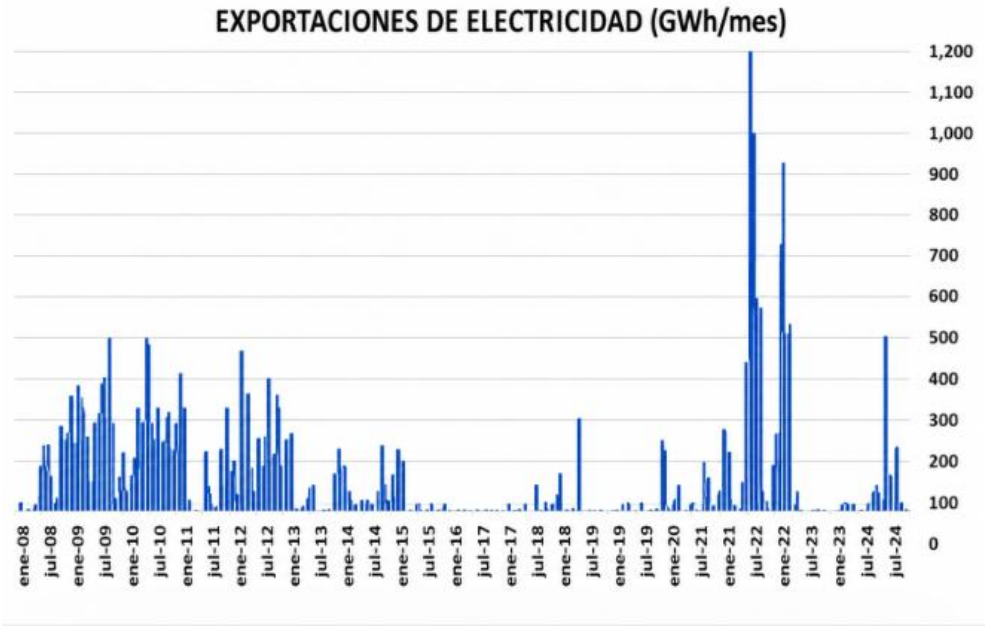


En 2020, se redujo la demanda bruta interna 1,0% pese al congelamiento tarifario, debido a las restricciones y aislamiento. La caída económica de 9,9% impactó en el ritmo de incremento de demanda. En 2021, se produjo una fuerte reversión de la demanda bruta interna en 4,9% con congelamiento tarifario 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,

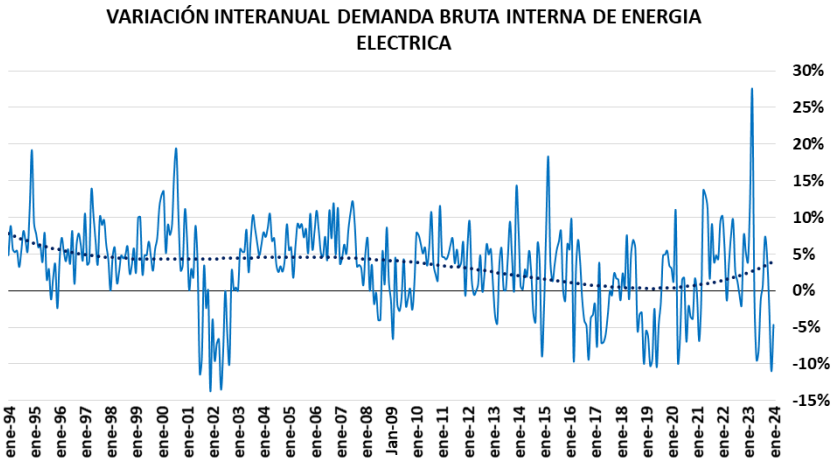
sumado al deterioro de la actividad económica a fin de 2023 llevó la tasa de crecimiento de demanda bruta a una disminución interanual de 1,5% en 2023.

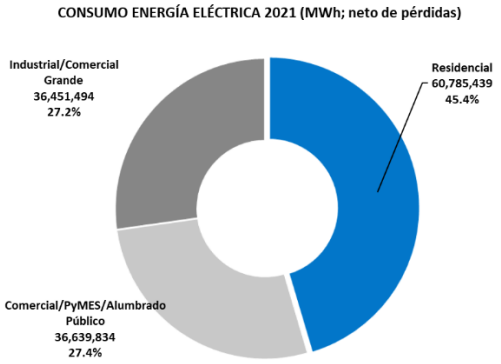
La evolución de la demanda de energía se advierte en la variación del promedio móvil de doce meses, que muestra la inercia del proceso hasta mitad de 2019, incipiente recuperación posterior, renovada caída por efecto del aislamiento social de 2020 hasta inicios de 2021, y fuerte recuperación hasta inicios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

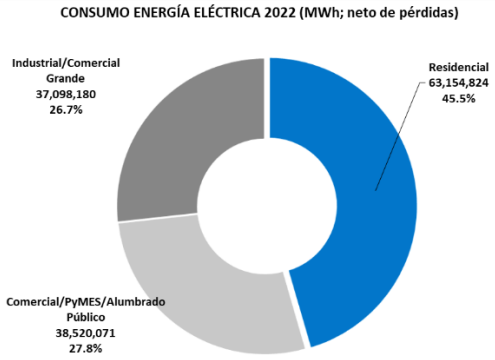


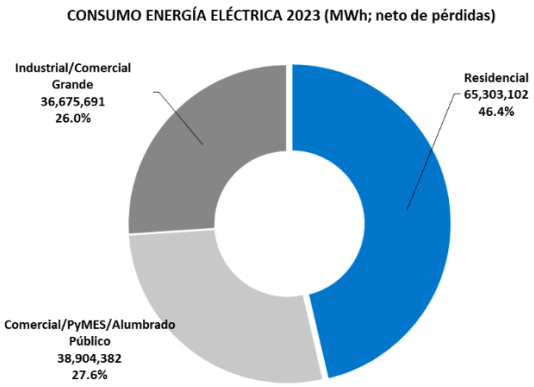


El aislamiento de 2020 llevó a reducciones interanuales inusuales de dos dígitos, y no debidas a la influencia de temperaturas de invierno o de verano. La reversión desde mitad de 2021 se advierte con nuevos registros interanuales de más de 10% y hasta 15% en el invierno 2021. Por el contrario, en 2023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



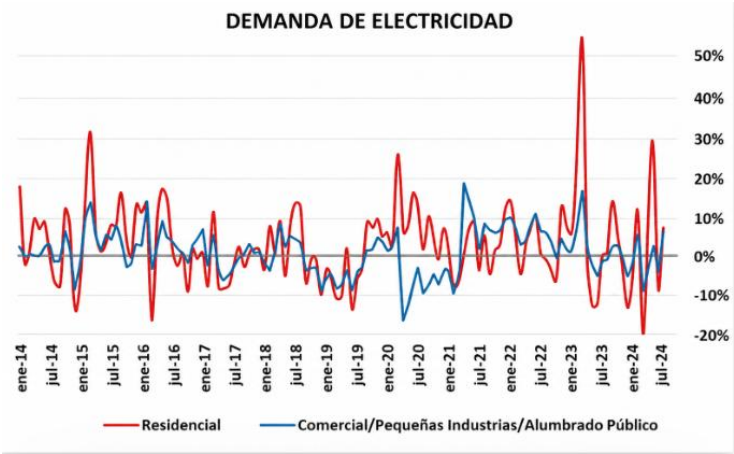




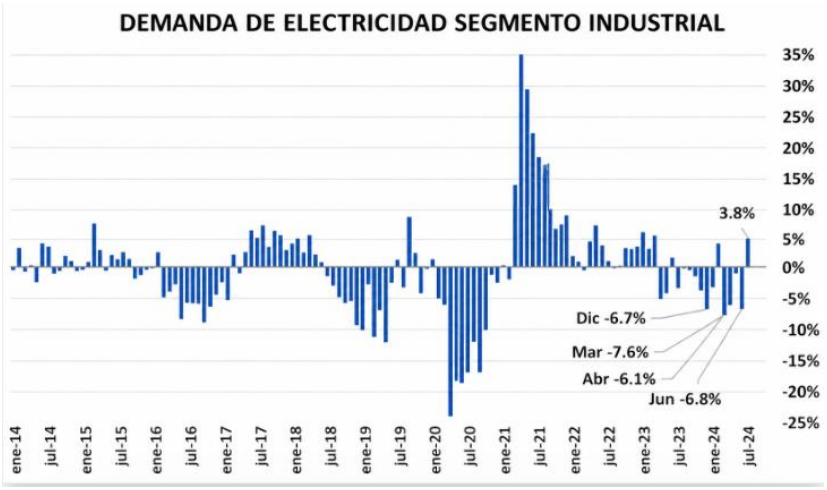


En 2019 se produjo una reducción de 2,9% en la demanda anual de energía eléctrica. El segmento de demanda eléctrica Residencial se contrajo 2,6% en 2019, tras expansión de 2,0% en 2018, influido por las temperaturas de invierno y de verano. En 2020 se registró un fuerte aumento de 8,1% por el congelamiento 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%.

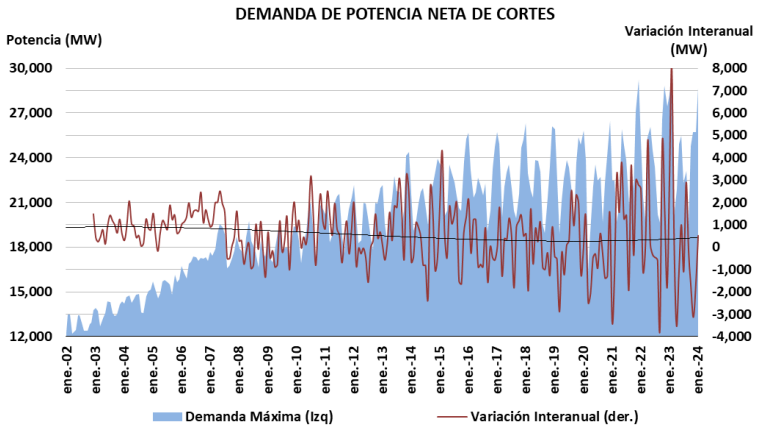


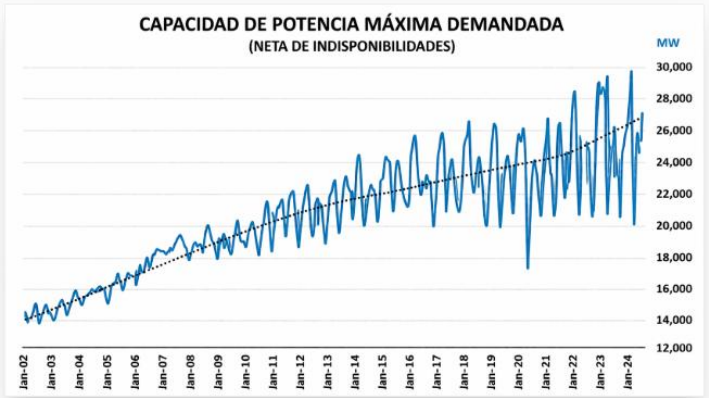
En 2019 la tendencia recesiva se acentuó, con contracción anual de 3,8%. En 2020 se registró una fuerte contracción de 11,3% por la crisis económica, con recuperación desde fin de año al comparar con los meses de 2019. En 2021 la reversión fue muy importante en 13,2% situando el consumo de este segmento 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.

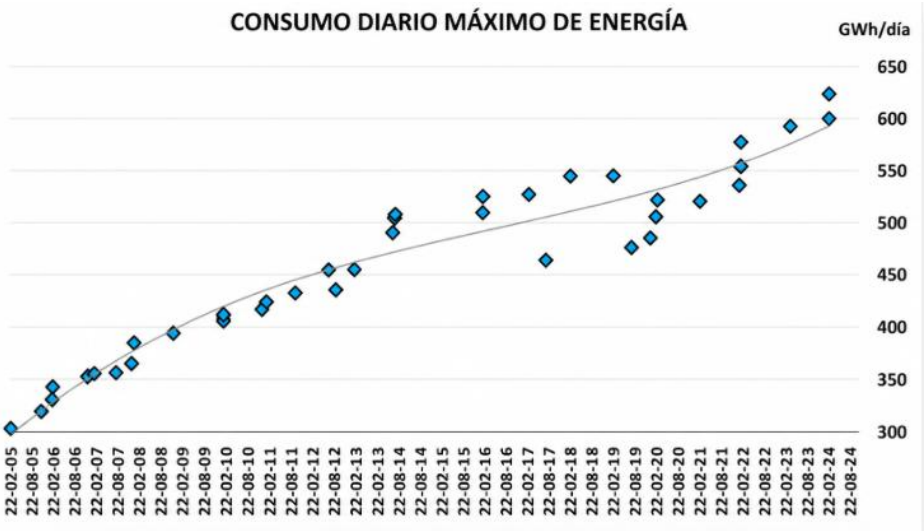
En febrero 2016, la elevada demanda eléctrica residencial y comercial por temperaturas elevadas, originó cortes programados e intempestivos en la distribución eléctrica, que CAMMESA estimó en 1.000 MW. En el 2017 la demanda se moderó y fue menor a la disponibilidad del sistema de generación, por mayor 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.



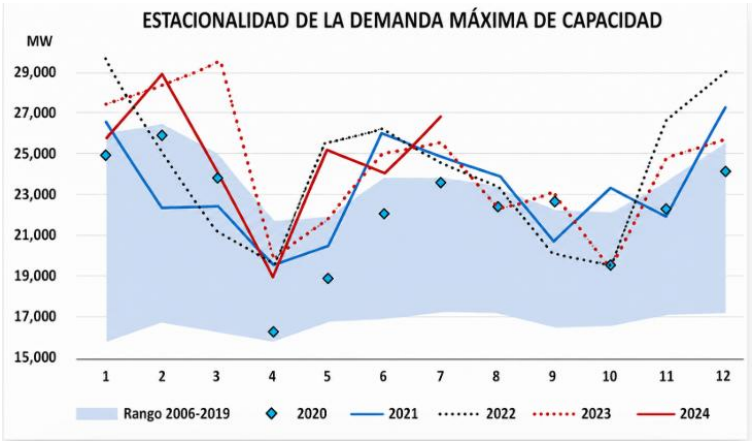


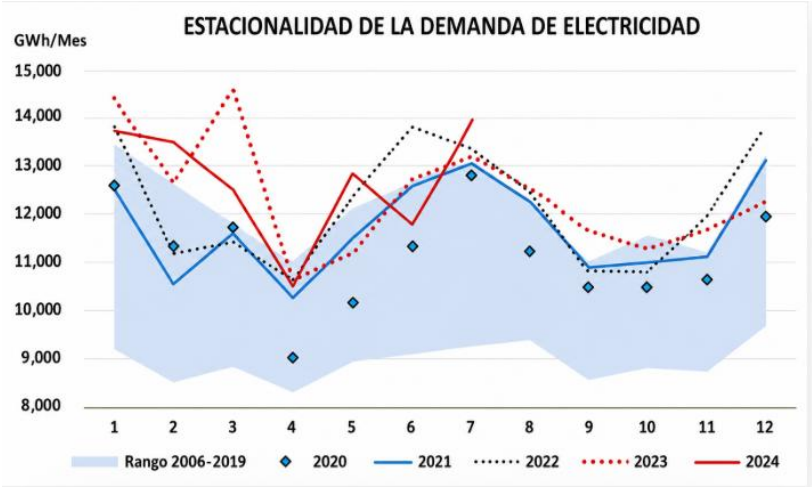
En ningún invierno del 2015 al 2023 se marcaron registros máximos de potencia. En el verano 2017 se marcó un récord de potencia para un día hábil hasta esa fecha, con altas temperaturas en Buenos Aires con 25.628 MW. El 8 de febrero de 2018 se superó aquel récord de demanda de potencia con 26.320 MW, 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.

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.



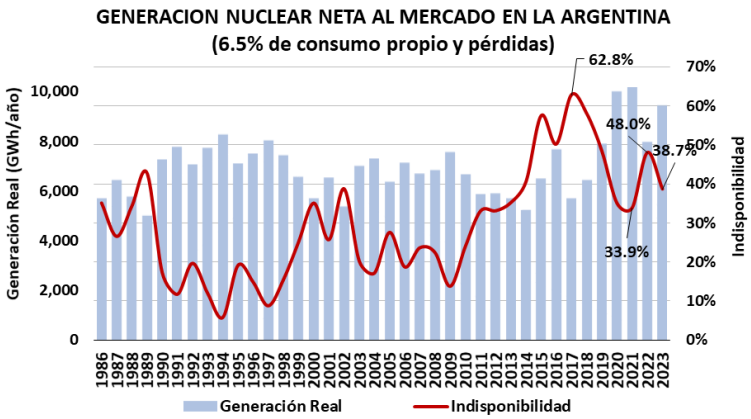


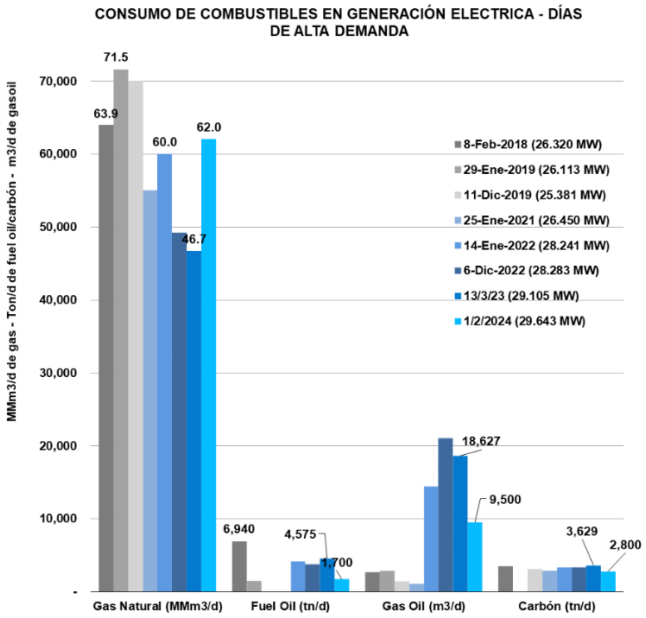
Como se explicó previamente, la capacidad nominal de generación no coincide necesariamente con la que se encuentra disponible en forma efectiva en los momentos de máxima demanda. Tanto en verano como en invierno, la capacidad efectiva de generación encuentra limitaciones de diferente índole.

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 especifico, 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 especifico 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 den las remuneraciones para las unidades sin contratos a término.

El porcentaje indisponible del parque hidroeléctrico es menor al térmico. La reparación del daño de Yacyretá 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.





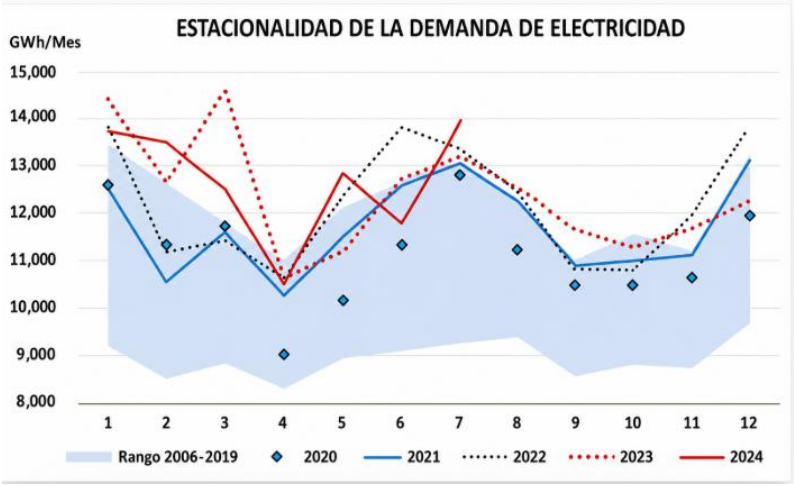
La disponibilidad de combustibles en meses de invierno es un factor limitante en la disponibilidad, que se suma a la indisponibilidad técnica por mantenimientos o roturas. Los costos y logística para suministrar gasoil, gas oil y carbón en sustitución del gas natural, son ítems relevantes para la disponibilidad.

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 traspasándose 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	1,397,308	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

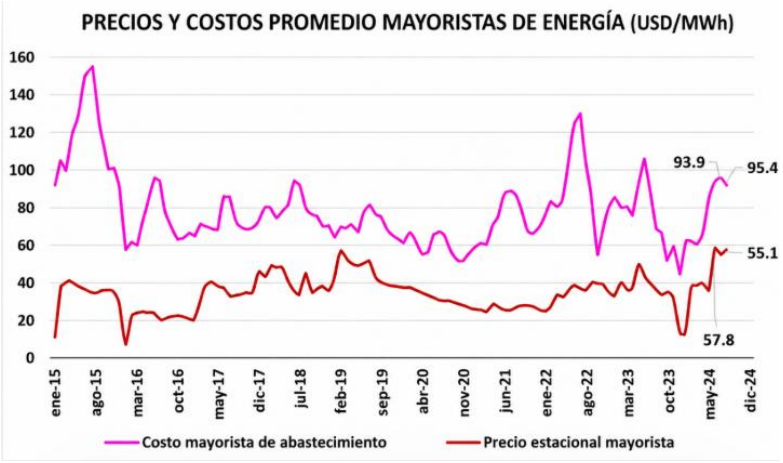


El Costo Monómico de generación de CAMMESA se traslada desde 2018 como precio efectivo únicamente a grandes consumidores del segmento Industrial. El traslado es solo parcial a los segmentos de consumidores Residenciales y Comerciales y PyMEs, a pesar de los incrementos dispuestos para el Precio Estacional 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 eleccionario.

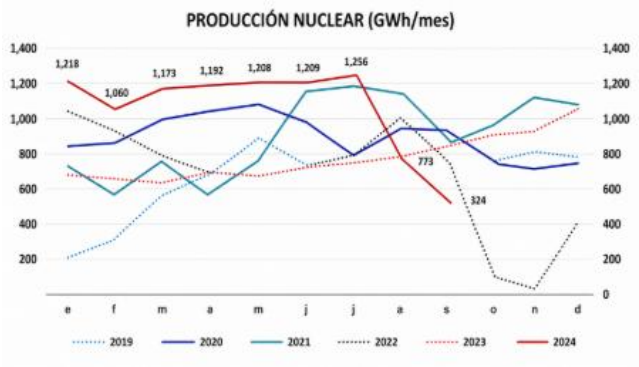
Desde enero 2021 la vigencia del Plan Gas.Ar dispuso que CAMMESA contratara gas a término con precios promedio a lo largo del año – más elevados en meses de invierno, con menores volúmenes - en el orden de 3,5 US$/MMBTU hasta diciembre 2024, que como se detalló fueron extendidos hasta diciembre 2028.

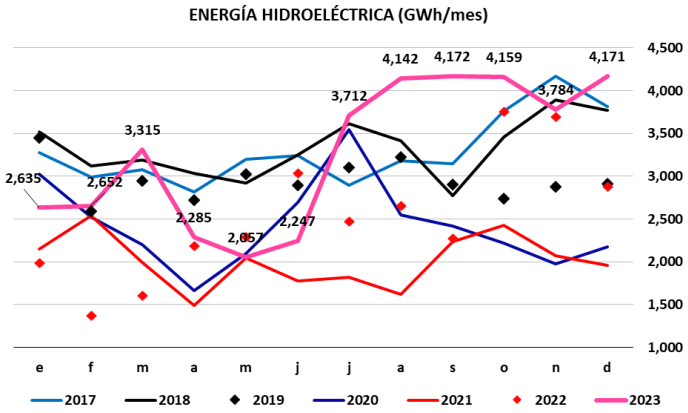
La reducción relevante en precios internacionales del petróleo y combustibles influyó en una reducción de costos de abastecimiento eléctrico entre fin de 2019 y 2021. En 2021 se produjo una reversión marcada en esta tendencia, incrementándose el déficit económico-financiero de CAMMESA que toma a su cargo 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.

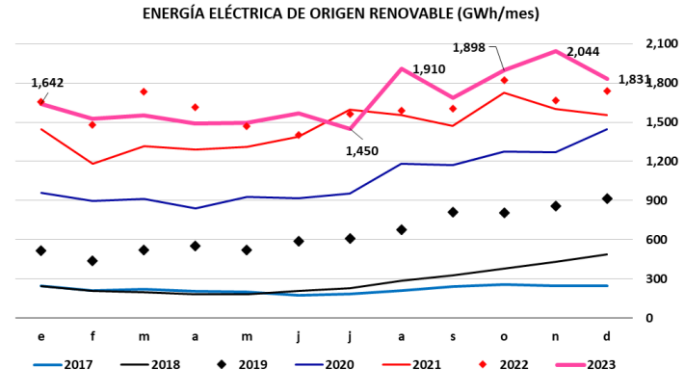


Los Ciclos Combinados son protagonistas crecientes en la oferta térmica, con complemento limitado de unidades TV, y unidades TG. Durante los próximos años se mantendrá un despacho termoeléctrico elevado, con consumo de combustibles fósiles con predominancia del gas que superará limitaciones logísticas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

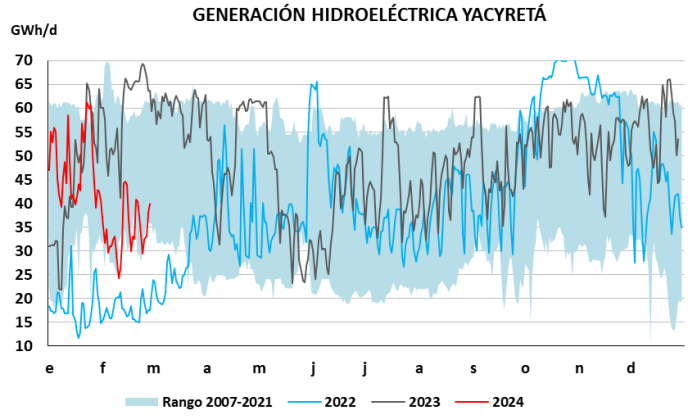
El avance de fuentes renovables incidió moderadamente en el despacho termoeléctrico entre 2020 y 2022, debido a que la reducción hidroeléctrica propulsó el despacho termoeléctrico para satisfacer la demanda. En 2023, la reversión de la baja oferta hidroeléctrica influyó en el bajo despacho termoeléctrico. 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.



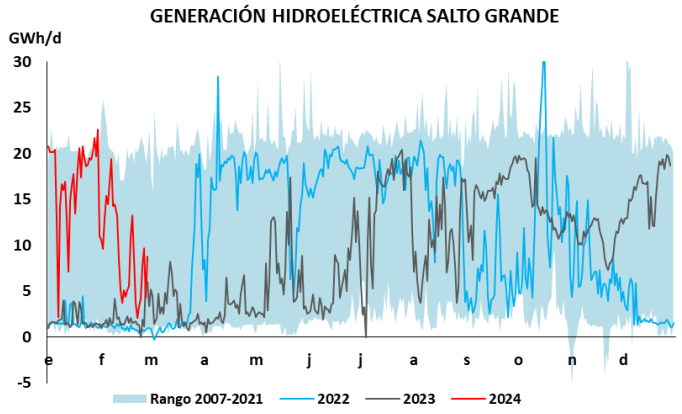




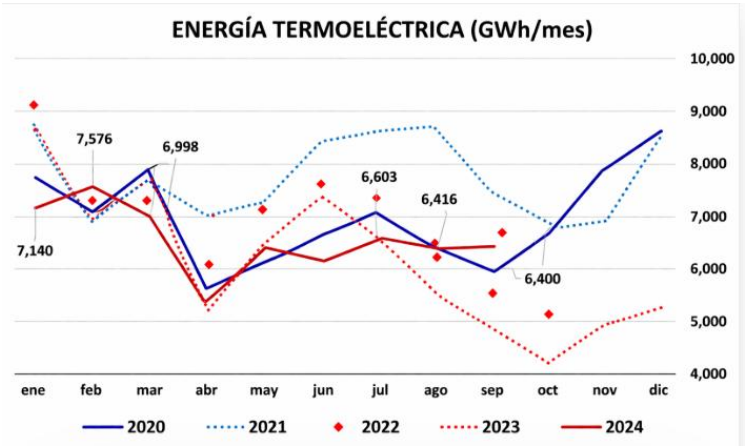
Entre 2020 y el invierno de 2022, la sequía que afectó el caudal de los ríos del Sudeste y Sur de Brasil influyó en la disponibilidad de la central Yacyretá 2023 mostró valores de aporte hidroeléctrico superiores a los históricos, y el inicio de 2024 alguna reducción en los aportes.



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.

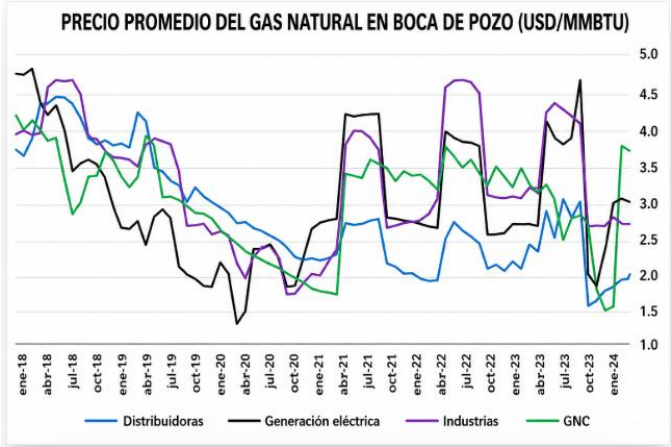


No existen centrales hidroeléctricas en construcción a excepción de las dos represas hidroeléctricas de punta en el río Santa Cruz, que aún demandarán algunos años en finalizar su construcción completa, y la necesidad de una nueva línea de transmisión eléctrica desde Santa Cruz hasta Buenos Aires.



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 modifico 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 cuenten.

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 Nº 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 Nº 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 sobrecostes 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº450/2025 que, recogiendo las directrices de la mencionada "Ley Bases", adoptó medidas tendientes a los propósitos de esta.

Resolución SE Nº 21/2025

Con fecha 28 de enero de 2025, la Secretaría de Energía dictó la Resolución SE Nº 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 Nº 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 Nº 21/2025 deroga la Resolución SE Nº 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 estadounidense 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 Nº 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 Nº 134/2015

El Decreto Nº 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 Nº 81/2019

El 8 de marzo de 2019, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución Nº 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 Nº 27.541

El 23 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Ley Nº 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 Nº 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 Nº 24.065.

Asimismo, el artículo 6 de la Ley Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 12/2019

El 30 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, que (i) derogó la Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 95/13.

Decreto Nº 277/2020

El 17 de marzo de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 297/2020 y Decisión Administrativa Nº 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 Nº 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 Nº 468/2020 amplió la lista de actividades y servicios esenciales declarados durante la emergencia, tal como lo establece el Decreto Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 106/2021 y Nº 107/2021, aprobando un aumento del 9% en la tarifa de electricidad para los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente. Además, el Decreto Nº 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 Nº 16/2021, Resolución Nº 17/2021, Resolución Nº 53/2021, Resolución Nº 54/2021, Resolución Nº 55/2021, Resolución Nº 56/2021, Resolución Nº 57/2021, Resolución Nº 58/2021, Resolución Nº 518/202, Resolución Nº 52/2022, entre otras emitidas con posterioridad.

Resolución Nº 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 Nº 14/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

Resolución Nº 551/2021

La Resolución Nº 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 Nº 281/2017 y sus modificaciones del entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación (texto actualizado conforme a la Resolución Nº 230/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía). La Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 551 dentro de un plazo de sesenta (60) días consecutivos.

Resolución Nº 742/2021

La Resolución Nº 742/2021, publicada el 3 de agosto de 202, modifica la Resolución Nº 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 Nº 202/16 del ex Ministerio de Energía y Minería. La resolución modificó lo siguiente:

- Extensión del plazo adicional establecido por la Resolución Nº 285 para alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial.
- Modificación de la posibilidad de solicitar la aplicación de la Resolución Nº 285, conforme a las modificaciones introducidas por la Resolución Nº 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 Nº 1260/2021

El 27 de diciembre de 2021, el Ministerio de Energía de la Nación emitió la Resolución Nº 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 Nº 202/2016 del ex Ministerio de Energía.

Resolución Nº 14/2022

El 21 de enero de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 14/2022 emitida por el Ministerio de Energía, a través de la cual se introdujeron modificaciones al Régimen MATER de la Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 14/2022 incorpora el artículo 9 bis a la Resolución Nº 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 Nº 281/2017.

En conclusión, la Resolución Nº 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 Nº 40/2022

El 1 de febrero de 2022, la Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 105/2022

El 24 de febrero de 2022 se emitió la Resolución Nº 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 Nº 277/2022

El 28 de mayo de 2022, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto Nº 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 Nº 277, sus disposiciones se enmarcan en los objetivos de la Ley Nº 26.741 y, con el propósito de asegurar el abastecimiento del mercado interno con gas natural y petróleo crudo, en consonancia con las Leyes Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 370/2022

El 16 de mayo de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 370.

Resolución SE Nº 59/2023

El 7 de febrero de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 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 Nº 826/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación (la "Resolución Nº 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$/MW-mes).
- La remuneración por la potencia comprometida, que será regida por la Resolución Nº 826, con respecto a las unidades incluidas en el Acuerdo PAEIA (fijo en U$/MW-mes), excluyendo los costos no relacionados con el combustible (ver punto 5.1 del Anexo II de la Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 165/2023

El 20 de marzo de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 165/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación (en adelante, "Resolución Nº 165"). Su propósito era modificar el Artículo 1 de la Resolución Nº 285/2018, enmendada por la Resolución Nº 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 Nº 202 del 28 de septiembre de 2016.

Inicialmente, la Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 165/2023, se mantuvo la posibilidad de pagar las penalidades en cuotas, tal como lo estipulaba la Resolución Nº 285, pero se hizo la siguiente distinción:

Además, mediante la Resolución Nº 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 Nº 307/2023

Mediante la Resolución Nº 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 Nº 54/2023

Mediante la Resolución Nº 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 Nº 323/2023

Mediante la Resolución Nº 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 Nº 961/2023

Mediante la Resolución Nº 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 Nº 36/2023

Mediante la Resolución Nº 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 Nº 609/2023

Mediante la Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 55/2023

A través del Decreto Ejecutivo Nº 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 Nº 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 Nº 27.541 y el Decreto Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 7/2024

Mediante la Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 34/2024

La Resolución Nº 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 Nº 40/2024

La Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 270/2024

Mediante la Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 90/2024

Dentro del marco de lo dispuesto por el Decreto Nº 465/2024, a Resolución Nº 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 Nº 92/2024

A través de la Resolución Nº 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 Nº 334 y 335/2024

Como se mencionó anteriormente, las Resoluciones Nº 334/2024 y 335/2024 ajustaron las tablas tarifarias de Edenor y Edesur. Además, el DAV permaneció sin cambios.

Resolución Nº 150/2024

La Resolución Nº 150/2024 derogó la Resolución Nº 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 Nº 191/2024

A través de la Resolución Nº 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 Nº 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 Nº 510 a 517/2024

A través de las Resoluciones Nº 510 a 517/2024, el ENRE aprobó las tarifas de las empresas de transporte de energía eléctrica.

Resolución Nº 192/2024

Mediante la Resolución Nº 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 Nº 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 del presente Suplemento, 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 del presente Suplemento 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 Villagrá. 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 Agustin 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 mandato (*)	Carácter (**)
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.

Auditores 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 del presente Suplemento, 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.

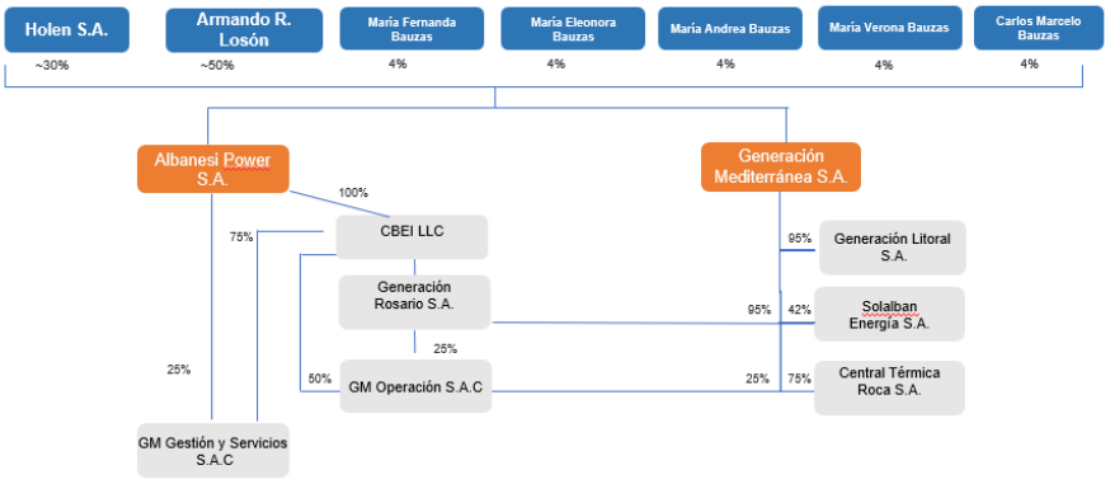
ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

Se informa al público inversor que por medio del presente Suplemento 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 del presente Suplemento, 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*" 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 Suplemento 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

GEMSA

El capital social de GEMSA a la fecha del presente Suplemento 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 este Suplemento:

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 Nº23382 y 23383 e inscripta ante la Inspección General de Justicia bajo el Nº2.511 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 financieras 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 1° 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
Saldo 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 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**
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 Nº 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 del presente Suplemento 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 del presente Suplemento, 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 *"Información Adicional— a) La Reestructuración"* del presente Suplemento.

La información a la fecha del presente Suplemento 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 IGJ el 9/02/2026 bajo el número 2.511, libro 125, tomo - de Sociedades por Acciones.

e) CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

La Reestructuración

Véase *"Información Adicional— a) La Reestructuración"* del presente Suplemento.

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 *"Información Adicional —a) La Reestructuración"* de presente 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 gasoil 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 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 supuestos de incumplimiento configurados en tales instrumentos de deuda. Para más información véase: *"Información Adicional — a) La Reestructuración"* del presente Suplemento.

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
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 "*Información Adicional—a) La Reestructuración*" del presente 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 "*Información Adicional — a) La Reestructuración*" del presente 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 Estadunidenses) 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 Estadunidenses) 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*" del presente Suplemento. 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 presente 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 presente 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) [(1)]	830,25	1.052,50	1.480,00
Balanza Comercial (en millones de USD)	(6.926)	18.899	11.286

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2024**	**2025**
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.

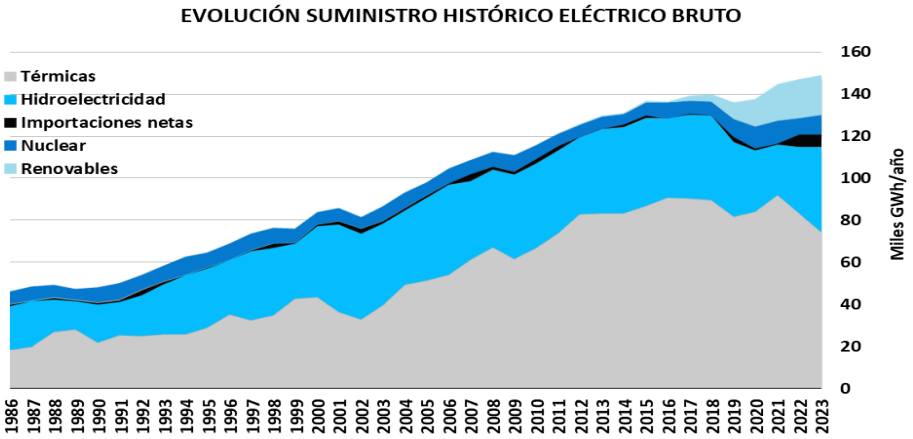
Durante 2020, como consecuencia del impacto negativo del COVID-19, la demanda de electricidad cayó 1,7% respecto a 2019. La caída estuvo explicada fundamentalmente por la industria que, por las restricciones asociadas al aislamiento social, preventivo y obligatorio, contrajo la demanda de energía en 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 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*" del presente Suplemento.

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:

Central Eléctrica	**Regulación**	**Tomador**	**MW de capacidad comprometida (o utilizada en el caso de Energía Plus) por contrato/marco regulatorio**	**Plazo**	**Moneda**	**Precio de Capacidad Comprometida USD / MW por hora**	**Precio de Energía USD/MWh[1]**	**Plazo Contractual Restante**	**Fecha de extinción**
Central Térmica Modesto Maranzana	Energía Plus	Privado	135	1 a 2 años	USD	-	55,00	N/A	N/A
	Energía Base	CAMMESA	70	N/A	Ps.	7,57	4,80 (gas) / 7,75 (gasoil)	N/A	N/A
	Energía Base	CAMMESA	45	N/A	Ps.	6,56	5,00 (gas) / 7,75 (gasoil)	N/A	N/A
	Res. 220/2007	CAMMESA	90	10 años	USD	21,82	8,00 (gas) / 10,50 (gasoil)	1 año y 6 meses	Jul-2027
	Res 287/2017	CAMMESA	112,5	12 años	USD	24,76	8,00 (gas)/ 8,00 (gasoil)	10 años y 10 meses	Oct-2036
Central Térmica Independencia #1	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	1 año y 6 meses	Jul-2027
Central Térmica Independencia #2	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	USD	28,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	2 años y 1 mes	Feb-2028
Central Térmica Independencia	Energía Base	CAMMESA	120	N/A	Ps.	6,56	5,00 (gas) / 7,75 (gasoil)	N/A	N/A

Central Térmica Ezeiza	Res. 21/2016	CAMMESA	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	CAMMESA	47	10 años	USD	28,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	2 años y 1 mes	Feb-2028
	Res 287/2017	CAMMESA	138	12 años	USD	26,74	8,00 (gas) / 8,00 (gasoil)	10 años y 10 meses	Oct-2036
Central Térmica Riojana	Energía Base	CAMMESA	40	N/A	Ps.	6,56	5,00 (gas) / 7,75 (gasoil)	N/A	N/A
	Res. 220/2007	CAMMESA	45	10 años	USD	23,00	11,44 (gas) / 15,34 (gasoil)	1 año y 5 meses	May-2027
Central Térmica Roca	Energía Base	CAMMESA	116,7	N/A	Ps.	7,57	4,80 (gas) / 7,75 (gasoil)	N/A	N/A
	Res. 220/2007	CAMMESA	55	10 años	USD	43,72	5,4 (gas/gasoil)	2 años y 7 meses	Ago-2028
Generación Frías	Res. 220/2007	CAMMESA	56	10 años	USD	26,40	10,83 (gas) / 11,63 (gasoil)	6 meses	Dic-2025
Central Térmica Arroyo Seco	Res. 287/2017	CAMMESA	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	CAMMESA	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 del 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 ultima 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		
	31/12/2023	**31/12/2024**	**31 /12/2025**
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.

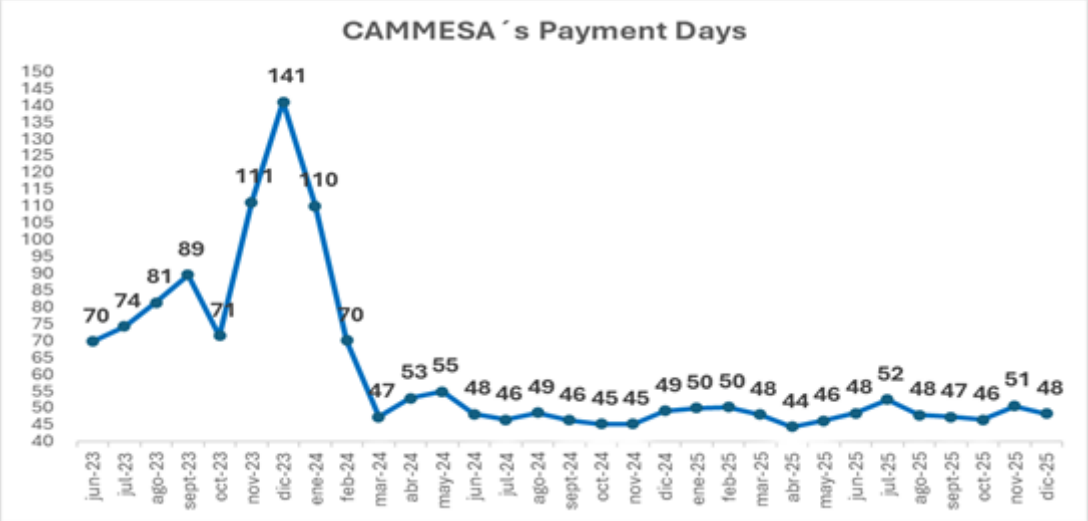
En virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio del programa Energía Plus, comúnmente emitimos facturas en forma mensual y el correspondiente tomador las cancela entre los 20 y 30 días desde su emisión. Nuestras tasas y facturas se emiten en Dólares Estadounidenses, pero se cancelan 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 del presente Suplemento, 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 $1.991.531.050 miles (U$S 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 $96.191.449 miles (U$S 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 prestablecida 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 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 presente.

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 financieras 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 el apartado *"Antecedentes Financieros de GEMSA — Situación Fiscal por la actualización de quebrantos"* del presente Suplemento.

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**
Conceptos que no serán reclasificados a resultado		
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:

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**

Saldo de Deuda y Cronograma de Vencimientos

De conformidad con el Criterio Interpretativo Nº94 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 del presente Suplemento 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 del presente Suplemento, 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 *"Información Adicional —a) La Reestructuración"* del presente.

La información a la fecha del presente Suplemento 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 del presente.

d) CAPITAL SOCIAL

A la fecha del presente Suplemento, 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 el apartado *"Antecedentes Financieros de GEMSA — Cambios Significativos"* del presente.

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 porteria	(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 principales factores que explican esta 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
- financiaciones 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 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	**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**

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 disminución en deudas comerciales y fiscales de $3.124.091 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 $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: *"Información Adicional — a) La Reestructuración"* del presente Suplemento.

Endeudamiento

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

		Al 31 de diciembre de	
Deudas financieras	**Moneda de denominación**	**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.

CO-EMISORAS

GENERACIÓN MEDITERRÁNEA S.A.
Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14º
(C1001AAD)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

CENTRAL TÉRMICA ROCA S.A.
Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14º
(C1001AAD)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES FINANCIEROS

Finanzas & Gestión
Avenida del Libertador 602, Piso 5°
(C1001ABT)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

REPRESENTANTE DE LOS TENEDORES, AGENTE INTERCREDITORIO, AGENTE DE LA GARANTÍA Y FIDUCIARIO

TMF Trust Company (Argentina) S.A.
Av. Chiclana 3345, Piso 5°
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AGENTES DE ADHESIÓN

Banco de Servicios y Transacciones S.A.U.
Tte. Gral. Juan Domingo Perón 646, Piso 4°
(C1038AAN)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

SBS Trading S.A.
Av. Eduardo Madero 900, Piso 19°
Torre Catalinas,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES

DE LAS CO-EMISORAS
Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán
Avenida del Libertador 602, Piso 3°
(C1001ABT)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

DE LOS AGENTES DE ADHESIÓN

TCA Tanoira Cassagne
Juana Manso 205, Piso 7°
(C1107CBE)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

DEL REPRESENTANTE DE LOS TENEDORES, AGENTE INTERCREDITORIO, AGENTE DE LA GARANTÍA Y FIDUCIARIO

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Enrique Butty 275, Piso 12°
(C1001AFA)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

Juan G. Daly

Autorizado