



GENERACIÓN  
MEDITERRÁNEA S.A.

GRUPO ALBANESI

MEMORIA  
2025



## **MEMORIA EJERCICIO 2025**

Sres. Accionistas de GMSA,

En cumplimiento con disposiciones legales y estatutarias vigentes, el Directorio somete a vuestra consideración la presente Memoria, la Reseña Informativa, los Estados Financieros, Estados de Resultados Integrales, Estados de Cambios en el Patrimonio, Estados de Flujos de Efectivo, Notas a los Estados Financieros, correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025.

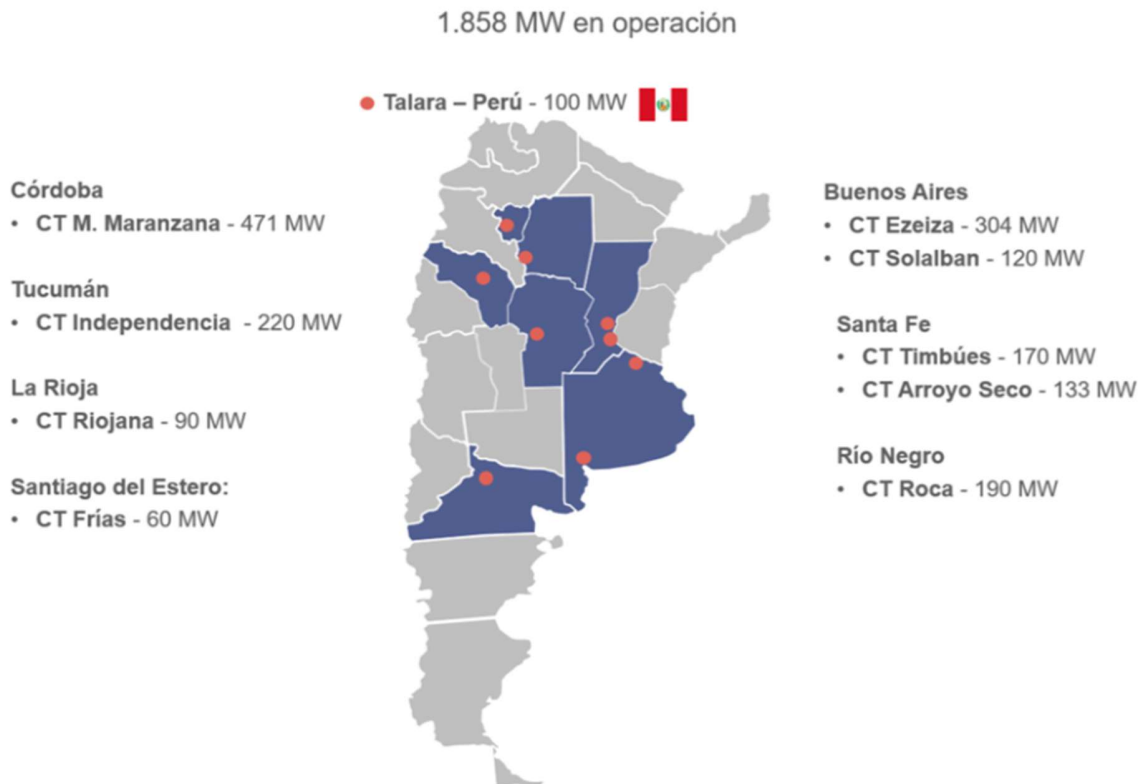


## CONTENIDOS DE LA MEMORIA

<b>1. EJERCICIO 2025 Y LAS PERSPECTIVAS PARA EL FUTURO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. CONTEXTO MACROECONÓMICO .....</b>	<b>4</b>
<b>3. PUNTOS DESTACADOS DEL EJERCICIO 2025.....</b>	<b>10</b>
<b>4. ESTRUCTURA SOCIETARIA.....</b>	<b>31</b>
<b>5. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO 2026 .....</b>	<b>32</b>
<b>6. DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>34</b>
<b>7. AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>34</b>

## 1. EJERCICIO 2025 Y LAS PERSPECTIVAS PARA EL FUTURO

En el 2025, el Grupo Albanesi continuó siendo uno de los principales actores de la generación de energía eléctrica de la Argentina, con una capacidad instalada de una capacidad instalada total de 1.858 MW.



Entre los años 2019 y 2024 la Sociedad y sus subsidiarias invirtieron más de USD 600 millones en la aplicación de un plan de inversión para ampliar la capacidad de generación de energía del grupo, incluyendo la ampliación de dos plantas de generación de energía en las provincias de Buenos Aires (CTE) y Córdoba (CTMM) y una nueva planta de cogeneración en la provincia de Santa Fe.

Durante principios de 2024, como fue de público conocimiento, CAMMESA suspendió los pagos a generadores y productores de gas por casi 5 meses, con consecuencias económicas y financieras importantes. Dicha decisión tomada en conjunto con la SE, dependiente del Ministerio de Economía, se dio en el marco de la negociación por una quita en los pagos correspondientes a los generadores por las transacciones de los meses de diciembre 2023 y enero 2024.

A fines del mes de mayo 2024, CAMMESA llegó a un acuerdo con la totalidad de los generadores respecto a la forma de pago de la deuda mantenida.

Pese a haberse llegado a un acuerdo con CAMMESA respecto a la forma de cancelación de la deuda existente a ese momento, éste tuvo para la Sociedad un fuerte impacto económico y financiero toda vez que representó:

- Una quita efectuada en las transacciones de los meses de diciembre 2023 y enero 2024 de aproximadamente el 41%, unos USD 9,6 millones.
- El no reconocimiento por parte de CAMMESA de intereses por la mora en el pago.

- Incremento de la deuda y los costos financieros de las compañías del grupo, producto de una necesidad excepcional de capital de trabajo, en un contexto de tasas de interés e inflación superiores al 100% y 200% anual respectivamente, mientras el tipo de cambio se ajustaba a un ritmo promedio de 27% anual.

Este evento tuvo para el Grupo un fuerte impacto económico y financiero.

La situación anterior se ha combinado con años de condiciones macroeconómicas adversas para la ejecución de un plan de inversión comprometido, las restricciones cambiarias que retrasaron la importación de equipos y CODs programados de los nuevos proyectos, los altos costos de la deuda en pesos tomada para cubrir las necesidades de esos periodos y la volatilidad de los mercados de capitales que impidieron un refinanciamiento completo de los vencimientos del año pasado y elevaron los costos financieros.

Las Sociedades del Grupo han realizado esfuerzos tendientes a refinanciar sus pasivos financieros y a buscar reducir el riesgo de refinanciación, los que incluyeron un canje de distintas clases de obligaciones negociables emitidas en el mercado local en agosto de 2024, un canje de obligaciones negociables internacionales en el mes de octubre de 2024 y la celebración de un préstamo sindicado bancario a principios de 2025. Debido a una contracción del mercado de capitales de abril y mayo 2025, los resultados de los procesos mencionados más arriba demostraron no ser suficientes para compensar los desbalances que se han originado, generando la situación de iliquidez.

En razón de lo arriba indicado, el 30 de abril de 2025 GMSA y CTR (las Co-emisoras) publicaron un hecho relevante en el que 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. Posteriormente, las Co-Emisoras y AESA han publicado diversos hechos relevantes informando que no se pagarían a su vencimiento los servicios de deuda de otros endeudamientos financieros, informando que se encuentran atravesando un proceso de reordenamiento financiero integral (la “Reestructuración”), 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 eventos de incumplimiento bajo los términos y condiciones aplicables a esos endeudamientos financieros, una vez transcurridos los plazos de gracia aplicables a cada caso.

A lo largo del proceso de Reestructuración, las Co-Emisoras priorizaron la operación ininterrumpida en toda su plataforma de generación. 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 período 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 establecieron acuerdos estratégicos con proveedores clave para ampliar los plazos de pago y asegurar la continuidad del suministro de repuestos y servicios críticos. Estos acuerdos incluían 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 de reestructuración.

El Directorio, junto con los accionistas, se encuentran analizando distintas alternativas para resolver esta situación a la mayor brevedad posible, buscando priorizar la continuidad de su operación y preservar los intereses de sus acreedores, entre las que se pueden mencionar las siguientes:

- 1) Designar al Sr. Juan Cruz Piccardo como Gerente General quien será encargado de ejecutar los planes de acción fijados por el Directorio.
- 2) Renovar el órgano de administración de las Sociedades GMSA, CTR, GELI y GROS. Se reconstituyó completamente, incluyendo el nombramiento de un director independiente, junto con otras medidas orientadas al fortalecimiento del gobierno corporativo.
- 3) Designar a las firmas Finanzas & Gestión y Rothschild & Co. como sus asesores financieros locales e internacionales, respectivamente. Asimismo, las Sociedades están siendo asesoradas legalmente por la firma local Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán y por la firma internacional Skadden, Arps, Slate, Meagher & Flom LLP.
- 4) Reorganización societaria. Fusión por absorción GMSA y AESA. Los accionistas de las sociedades GMSA y AESA aprobaron el proceso de reorganización societaria con fecha efectiva el 01/01/2025, y que ha sido aprobada por la CNV de forma condicional mediante Resolución N°23382 y 23383 e inscripta ante la Inspección General de Justicia bajo el N°2.511 del libro 125 de Sociedades por Acciones con fecha 9 de febrero de 2026 levantándose dicho condicionamiento. Esta fusión redundó en:
  - Consolidación de todo el negocio de generación de energía eléctrica en GMSA.
  - Simplificación de las estructuras societarias y administrativas.
  - Reducción de costos aprovechando sinergias operativas e impositivas.
  - Reforzamiento de la estructura patrimonial de las Compañías.
- 5) Reestructuración de personal, en busca de lograr eficiencia en la operación y administración.
- 6) Acuerdos comerciales con proveedores, con el objetivo de regularizar la deuda vencida y lograr refinanciar una deuda de corto a largo plazo, estableciendo un periodo de cancelación en promedio superior a los 2 años.

A continuación, y tal como las sociedades del Grupo vienen informando a través de hechos relevantes en la Autopista de Información Financiera de la CNV y las diversas publicaciones y vías pertinentes, se destacan los hitos centrales y estado actual de la Reestructuración a la fecha:

#### ONs Proyectos:

Con fecha 3 de septiembre de 2025, las sociedades GMSA y GELI informaron 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 GMSA clases XV, XVI, XVII, XVIII y XIX, y las obligaciones negociables de Generación Litoral S.A. clases I, III y IV) (las “ONs de Proyecto”), por un monto total en forma conjunta de U\$S 442.000.000 que marcó el primer hito del reordenamiento financiero integral que representa la Reestructuración.

Con fecha 18 de febrero de 2026, GMSA ha lanzado nuevas solicitudes de consentimiento para modificar ciertos términos de ciertas clases de las ONs Proyecto, a saber, las clases XV y XVI por un lado (Proyecto Ezeiza), y clases XVII, XVIII y XIX por el otro (Proyecto Río Cuarto). El objetivo de estas solicitudes adaptar el esquema de eventos de incumplimiento sin modificar términos y condiciones económicos de dichas obligaciones negociables para permitir continuar con la Reestructuración respecto a los restantes endeudamientos comprendidos. Con fecha 3 de marzo de 2026, GMSA informó el cierre de estos procedimientos indicando que se obtuvieron las mayorías necesarias para aprobar ambas solicitudes de consentimiento.

#### ONs XXXIX (Bono internacional 2031) y RUFO (Coemisión ON Clase XL; XLI y AESA ON Clase XIX y XX):

Con fecha 8 de octubre de 2025, las Co-Emisoras informaron mediante hecho relevante respecto de reuniones mantenidas con determinados grupos de tenedores de ON, en las que se presentaron proyecciones financieras y el plan de negocios y se mantuvieron diálogos e intercambios preliminares en torno las alternativas de reordenamiento de pasivos financieros de las Co-Emisoras. Asimismo, en esa fecha se informó que las Co-Emisoras tomaron conocimiento de la ejecución

parcial de ciertas garantías relacionadas con (i) las ON clase XXXIX garantizadas, con vencimiento en 2031 (las “ONs 2031”) co-emitidas por las Co-Emisoras, y (ii) las ON clases XL y XLI garantizadas co-emitidas por las Co-Emisoras, y las ON clase XIX y XX garantizadas emitidas originalmente por AESA (posteriormente absorbida por GMSA) (la “Ejecución Parcial ONs 2031 y RUFO”). Dicha Ejecución Parcial ONs 2031 y RUFO implicó la instrucción a los deudores cedidos correspondientes a realizar el pago de determinado porcentaje de los cobros bajo los derechos cedidos a las cuentas fiduciarias correspondientes. Dicho porcentaje de retención ha ido variando en función del desarrollo de las negociaciones;

El 10 de diciembre de 2025 (GMSA bajo el ID N° 3453372 y CTR bajo el ID N° 3453496), las Co-Emisoras informaron que habían alcanzado un principio de acuerdo respecto de los términos comerciales de la reestructuración de las ONs 2031 con el grupo ad hoc de inversores (el “Grupo AdHoc”) que, conjuntamente con otros tenedores con los que actúa de manera coordinada, representa más del 50% del capital pendiente de pago de las ONs 2031. Asimismo, a los mencionados hechos relevantes se acompañaron como anexo un resumen de los términos comerciales acordados, y se informó que las Co-Emisoras se encontraban trabajando con el Grupo AdHoc, y sus respectivos asesores, en la instrumentación del principio de acuerdo mediante la suscripción de un acuerdo de apoyo a la reestructuración (*restructuring support agreement*).

#### ON Locales no garantizadas:

Con fecha 18 de febrero de 2026, las Co-Emisoras han lanzado una oferta de canje y solicitud de consentimiento (para modificar términos y condiciones de los títulos existentes y para la celebración de un acuerdo preventivo extrajudicial) dirigido a los tenedores de ON locales no garantizadas de las Co-Emisoras, a fines de reestructurar la deuda representada por dichas ON existentes. De esta forma, se ofrece la emisión de las (i) ON clase XLIII denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable; y (ii) ON clase XLIV denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses en el país.

Esta oferta está en curso y tiene previsto como fecha de expiración para participar el 18 de marzo de 2026.

#### Préstamo Sindicado:

Las Sociedades GMSA y CTR han estado manteniendo conversaciones con los prestamistas bajo su Préstamo Sindicado, con el objetivo de extender la amortización de capital y lograr una reducción en la tasa de interés aplicable, en cada caso con el fin de alinear los servicios de deuda bajo el Préstamo Sindicado con los flujos de caja operativos de las Co-Emisoras.

#### ON Clase X (Bono Internacional 2027):

Las sociedades GMSA y CTR se encuentran trabajando en una propuesta de oferta dirigida a los tenedores de las obligaciones negociables clase X no garantizadas y con vencimiento en 2027 co-emitidas, que tendrán términos y condiciones sustancialmente similares a los de las Nuevas Obligaciones Negociables ofrecidas bajo la Oferta realizada a los tenedores de ON Locales no garantizadas.

## **2. CONTEXTO MACROECONÓMICO**

### **Contexto internacional**

La economía mundial se está adaptando a un panorama transformado por nuevas políticas. Algunas de las posiciones extremas respecto a la imposición de aranceles más altos se han moderado, gracias a los acuerdos y replanteamientos posteriores. Pero el entorno general sigue siendo volátil, y los factores temporales que respaldaron la actividad en el primer semestre de 2025, como el adelanto de la actividad comercial, se están atenuando, según la edición de octubre de 2025 de Perspectivas de la economía mundial (informe WEO).

Como resultado, las proyecciones de crecimiento mundial en la última edición de Perspectivas de la economía mundial informe WEO se revisan al alza respecto del informe WEO de abril de 2025, aunque continúan marcando una revisión a la baja respecto de las proyecciones anteriores al cambio en las políticas. Se proyecta que el crecimiento mundial se desacelere del 3,3% en 2024 al 3,2% en 2025 y al 3,1% en 2026, mientras que las economías avanzadas crecerán alrededor del 1,5% y las economías de mercados emergentes y en desarrollo lo harán hasta poco más del 4%. Se prevé que la inflación siga disminuyendo a nivel mundial, aunque con diferencias entre países: por encima de la meta en Estados Unidos, con riesgos de que sea aún mayor, y moderada en el resto.

Las perspectivas siguen expuestas a factores adversos. La incertidumbre prolongada, el aumento del proteccionismo y los shocks de oferta de trabajo podrían reducir el crecimiento. Las vulnerabilidades fiscales, las posibles correcciones del mercado financiero y la erosión de las instituciones podrían amenazar la estabilidad.

### Contexto regional

En las economías de mercados emergentes y en desarrollo, se estima que el crecimiento se modere de un 4,3% en 2024 a un 4,2% en 2025, y nuevamente a un 4,0% en 2026. Estos resultados son prácticamente los mismos que los de la actualización de julio del informe WEO y reflejan una revisión acumulada al alza de 0,6 puntos porcentuales con respecto al informe WEO de abril de 2025.

Según informe de octubre 2025 del World Economic Outlook de FMI, en América Latina y el Caribe, se proyecta que el crecimiento se mantenga estable en un 2,4% en 2025, para luego caer levemente al 2,3% en 2026. El pronóstico para 2025 ha sido revisado al alza en 0,4 puntos porcentuales con respecto a abril para reflejar la reducción de los aranceles para la mayoría de los países de la región y la recepción de datos nuevos mejores de lo esperado.

### Argentina

Las perspectivas económicas de Argentina para 2025 son de crecimiento, con un aumento del PBI de aproximadamente el 4,5%. Este crecimiento se espera que sea liderado por la minería, la energía y el agro. Sin embargo, esta gran posibilidad de crecimiento dependerá en gran medida de la gestión de políticas clave, como la devaluación controlada, la inflación y el manejo del superávit fiscal y energético.

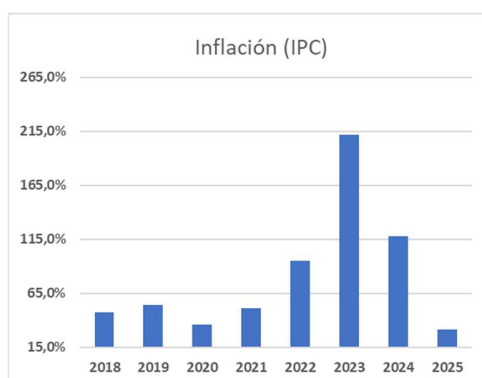
El informe de octubre 2025 del World Economic Outlook de FMI, en 2025 creció 4,5% para Argentina. El FMI proyecta un aumento del PBI de 4% en el 2026.



En noviembre de 2025, el estimador mensual de actividad económica (EMAE) registró una caída de 0,3% en comparación con el mismo mes del año anterior.

En la misma dirección, y de acuerdo al Informe de Avance del Nivel de Actividad que elabora el INDEC, en el tercer trimestre de 2025, la serie original del producto interno bruto (PIB), en comparación con igual período del año anterior, mostró un incremento de 3,3%.

Respecto a la evolución de los precios, de acuerdo el IPC (Índice de Precios Consumidor) alcanzó un 31,5% acumulado en 2025 (INDEC) versus un 117,76% para el 2024. A continuación, se detalla la inflación de los últimos 8 años.



Según el informe del INDEC del Intercambio Comercial Argentino, en diciembre, las exportaciones totalizaron USD 7.448 millones, lo que representó un crecimiento interanual de 5,7%. Entre enero y diciembre de 2025, las exportaciones registraron un incremento de 9,3%, y alcanzaron un valor total de USD 87.077 millones.

Las importaciones de diciembre alcanzaron un total de USD 5.556 millones, lo que representó un incremento interanual de 3,5%. Durante los doce meses de 2025, las importaciones totalizaron USD 75.791 millones, 24,7% más que en el mismo período del año anterior.

En diciembre, la balanza comercial presentó un superávit de USD 1.892 millones, lo que implicó un incremento de USD 211 millones respecto al mismo mes de 2024. La balanza comercial durante el año 2025 presentó un superávit de USD 11.286 millones.

El tipo de cambio oficial mayorista concluyó el 2025 en \$1.455. Entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2025, el peso se depreció 40,99% frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina.

Según el informe monetario mensual del BCRA, La Base Monetaria se mantuvo sin grandes cambios en la variación promedio mensual, con una disminución de las reservas bancarias que fue compensada por el aumento del circulante en poder del público. Sobre la cuenta corriente de las entidades en el BCRA impactó la disminución de la exigencia de efectivo mínimo integrables en pesos que comenzó a regir en diciembre. A precios constantes y ajustada por estacionalidad, la Base Monetaria registró una contracción de 7,6% y se ubicó en 4,1% del PIB, 3,6 p.p. por debajo del registro promedio observado entre 2004 y 2025.

## El sector energético en el año 2025

### *PETROLEO Y SUS DERIVADOS*

La producción de petróleo promedio en la Argentina fue de 810 kbb/día, alcanzando un pico histórico de 878 kbb/día en el pasado mes diciembre 2025.

La actividad se sostuvo con un promedio mensual de 40 pozos terminados y 29 plataformas de perforación activas. En el segmento shale oil, se conectaron 33 pozos promedio por mes.

La producción de shale oil se concentra en seis áreas que aportan el 66% del total (332 kbb/día): Loma Campana lidera con el 18% de participación, seguida por La Amarga Chica (14%), Bajada del Palo (13%) y Bandurria Sur (12%).

En 2025 la exportación de crudo aportó 6.716 MUSD. El precio promedio fue de 69 USD/bbl. Se exportaron en promedio 266 kbb/día.

En cuanto al sector de refinación, se procesaron 540 kbb/día, 3,5% más que en 2024 y un 4,1% más respecto al año 2023. Las ventas de combustibles mostraron aumentos durante 2025: +3,4% naftas y +2,5% gasoil. El precio del crudo local en el 2025 promedió los 64 USD/bbl, una baja de aproximadamente el 10% respecto al año anterior, como consecuencia de la disminución de los precios internacionales. El precio de los combustibles en surtidor, a pesos constantes, arrojó una disminución interanual del 5,2% para las naftas y del 8,4% para el gasoil. Los precios promedio en dólares fueron de 1,15 USD/litro para naftas (+0,8% i.a) y 1,21 USD/litro para gasoil (-2,4% i.a).

### *GAS NATURAL*

Durante el año 2025, la oferta local de gas natural aumentó 1,9% respecto al año anterior, estabilizándose en un promedio de 141 MMm3/día. La producción de shale gas aumentó un 8,8% i.a, alcanzando un promedio del 60% de la producción total durante el período invernal. En tanto, la venta de gas seco representó sólo el 47% de la producción de shale gas, como consecuencia del aumento del gas asociado.

La producción de shale gas se concentra en seis áreas que aportan el 69% de la oferta del mismo (52 MMm3/día): Fortín de Piedra lidera el segmento con el 21% de participación, seguido por La Calera (13%), Aguada Pichana Este (13%) y Aguada Pichana Oeste (9%). Se verificaron en promedio 12 plataformas activas y se terminaron 7 pozos promedio por mes.

La producción de tight gas durante 2025 se redujo interanualmente en un 19%, como consecuencia de la disminución de la actividad de perforación en la práctica totalidad de las áreas.

La producción de gas natural se sigue concentrando en la Cuenca Neuquina. El segmento shale y tight de esta cuenca alcanzó los 87,4 MMm3/día, con un crecimiento interanual del 3,9%. En contraste, la producción de gas convencional de la cuenca neuquina retrocedió un 13,4%. La Cuenca Austral mostró signos de recuperación con un aumento del 11,9%, aportando 27,1 MMm3/día como consecuencia del desarrollo del área Fénix. Las cuencas del Golfo San Jorge, NOA y Cuyana mantuvieron su tendencia declinante, con caídas del 9,3%, 9,0% y 18,6% respectivamente.

Por el lado de la demanda de gas natural, se observó una disminución del 2,7% respecto al año anterior. Dicha contracción se verificó en mayor o menor medida en todos los segmentos que componen la demanda.

Las importaciones se ubicaron por debajo de los 4 MMm<sup>3</sup>/día mientras que las exportaciones alcanzaron 8,3 MMm<sup>3</sup>/día. El costo promedio de abastecimiento de la demanda prioritaria se redujo un 7,2% interanual, situándose en 4,0 USD/MMBTU, como consecuencia del mayor abastecimiento con gas natural de origen local.

En cuanto a las tarifas, para los usuarios residenciales de Metrogas, la tarifa media en moneda constante subió 17%. El impacto fue dispar según la segmentación tarifaria por nivel de ingresos (vigente hasta diciembre de 2025). Así, los usuarios Nivel 2 enfrentaron un aumento real del 22%, mientras que para el Nivel 1 el ajuste fue del 13%. En el segmento comercial, la tarifa media se incrementó un 15% en moneda constante y un 13% medida en dólares.

#### *ENERGIA ELÉCTRICA*

En el año 2025 la generación de energía eléctrica alcanzó los 142,8 TWh, manteniéndose en niveles similares a los del año previo. La generación térmica continuó siendo la principal fuente de abastecimiento, con una participación del 53% del total, aunque su peso relativo continúa reduciéndose gradualmente como resultado de la mayor penetración de fuentes renovables. La energía renovable incrementó su participación hasta el 19%, consolidando su expansión dentro del mix de generación. En contraste, la hidroelectricidad redujo su participación relativa hasta el 21%, producto de los menores caudales.

Durante 2025 la demanda de energía eléctrica se incrementó en sólo un 0,7%. El consumo residencial explicó aproximadamente 47% del total.

En el segmento residencial se verificó una mejora en el precio estacional, que permitió alcanzar un 56% de cobertura del costo de generación, posibilitando de esta forma una disminución en el nivel de subsidios al sector eléctrico.

En 2025 las tarifas residenciales medias del AMBA registraron aumentos en términos reales en torno al 9%. El impacto fue dispar según el nivel de ingresos: los usuarios Nivel 2 enfrentaron un aumento real del 23%, mientras que para el Nivel 3 el ajuste fue del 16%. Sin embargo, para los usuarios de nivel 1 (altos ingresos) las tarifas se redujeron un 2% en términos reales. En el segmento comercial, la tarifa media se incrementó en sólo un 1% en términos reales.

En síntesis, las exportaciones energéticas aumentaron un 40% hasta alcanzar 11.086 MUSD. Mientras que las importaciones energéticas se redujeron en un 59% (3.271 MUSD). De esta forma, el superávit comercial energético alcanzó los 7.815 MUSD, representando el 69% del superávit comercial del conjunto de la economía Argentina.

#### **SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y ESTRUCTURA DE DEMANDA**

El parque de generación de energía 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 durante las distintas Administraciones.

A diciembre de 2025, de acuerdo a la información publicada por CAMMESA, la potencia instalada asciende a 44.177 MW nominales, de los cuales 1.121 MW instalados corresponden a autogeneradores. El 57% de la potencia instalada corresponde a generación térmica y en el año 2025 su disponibilidad fue del 82%.

Durante el año 2025 las incorporaciones fueron principalmente la TV de la Central de Cogeneración Arroyo Seco de 26,50 MW y 242 MW de parque solares.

El 10 de febrero 2025 a las 14:47 hs se registró un nuevo récord de consumo de potencia máxima con 30.257 MW.

A diferencia de 2017 y 2018 en que se habían incorporado motores<sup>1</sup> y turbinas a gas (TG) en respuesta a la contratación por Resolución 21/2016, en 2019 el aumento de potencia comenzó a provenir de cierres de ciclos combinados con unidades turbo vapor (TV) bajo Resolución 287/2017, como también ciclos de cogeneración como el de CT Renova.

En 2019 se produjo el ingreso sustancial de 1.130 MW nominales de fuentes renovables – principalmente eólicas - comparado con 709 MW en 2018. En 2020, y a pesar de restricciones operativas en la construcción por las disposiciones sanitarias, se incorporaron otros 1.408 MW renovables, principalmente eólicas. En 2021 se incorporaron nuevamente 1.002 MW renovables con mayor participación solar, y 60 MW en 2022. En 2023, la incorporación de fuentes renovables fue nuevamente importante con 685 MW, solares y eólicas. En 2024 la incorporación de generación de fuente renovable fue de 139 MW. En 2025 la incorporación de energía renovable fueron 242 MW de generación fotovoltaica.

Las restricciones financieras del Estado condicionan el ritmo de incorporación de centrales como hidroeléctricas o nucleares que fueron construidas con fondos públicos, por su elevado monto de inversión y largos plazos de ejecución. Los proyectos de dos centrales hidroeléctricas en construcción por 1.310 MW en Santa Cruz con financiamiento de la República Popular China, los planes sin avance concreto de dos centrales nucleares de gran porte con financiamiento del mismo país, y la central hidroeléctrica binacional en Aña Cuá en el canal de Yacyretá se encuentran suspendidos sin avances por la nueva Administración.

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.

El incremento de potencia disponible había mejorado hasta 2019-2021 con el ingreso de centrales nuevas. En 2021 se incorporó la unidad de cogeneración de Terminal 6 en que participa Central Puerto S.A. y la Central de Cogeneración Tímbúes en Renova en la que participa el Grupo Albanesi.

Entre las incorporaciones térmicas de 2023 se encuentran el cierre de ciclo combinado Ensenada de Barragán que comenzó su operación comercial en febrero 2023 adicionando 279 MW netos, y una unidad TG en CTE de GMSA del Grupo Albanesi en diciembre. En el año 2024, el Grupo Albanesi culminó los dos proyectos de cierre de ciclo combinado en la CTE y CTMM, incorporando al sistema 273,50 MW y culminó con la primera etapa del Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco, incorporando al sistema eléctrico 108 MW. En el año 2025 finalmente se culminó con el Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco, habilitando la turbina de vapor 26,50 MW.

Las empresas del Grupo Albanesi participaron de modo relevante en varias centrales adjudicadas desde 2016 a pesar de la finalización de contratos de potencia previos, en general en plazos convenidos con nuevas unidades ingresadas. Tras el ingreso de la central de cogeneración Renova con 170 MW en 2021 (Central Térmica Cogeneración Tímbúes) se destaca la reanudación de los ingresos en la CTE. Previamente, el Grupo Albanesi había sido partícipe activo en la incorporación de unidades TG desde inicios de los 2000 con un rol destacado para sustentar el crecimiento de la oferta de potencia. En la licitación pública internacional convocada por Resolución SEE 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, el Grupo Albanesi resultó adjudicatario de 420 MW. Las centrales adjudicadas bajo dicha Resolución 21 se encuentran habilitadas y operativas.

---

<sup>1</sup> Pese a la incorporación 2018 se retiraron 201 MW de este tipo de unidades. En 2019 se retiraron 155 MW motores Diésel y 198 MW en unidades TV.

El Grupo Albanesi posee las siguientes centrales:

- CTE de GMSA fue habilitada comercialmente en septiembre 2017, con dos turbinas Siemens SGT800 de 50 MW cada una, y una tercera turbina de 50 MW incorporada en 2018. Como se indicó, en diciembre 2023 se habilitó comercialmente la cuarta TG con 54 MW y en el mes de abril de 2024 se incorporaron las dos unidades turbo vapor de 50 MW cada una de potencia nominal para cerrar los dos ciclos combinados.
- CTI de GMSA obtuvo la habilitación comercial de una turbina Siemens SGT800 de 50 MW adicional en agosto 2017, y la segunda turbina adicional de similar potencia en 2018, que se agregaron a dos unidades preexistentes de 60 MW cada una.
- CTRi de GMSA obtuvo la habilitación comercial de una nueva turbina Siemens SGT800 de 50 MW en mayo 2017, adicional a tres unidades previas de 13, 13 y 14 MW preexistentes.
- CTMM de GMSA incorporó 100 MW de potencia nominal en julio 2017, que se agregaron a 250 MW preexistentes. En el año 2024 se incorporó una tercera turbina de 50 MW y una unidad turbo vapor de 65 MW nominales para culminar con el proyecto de cierre de ciclo combinado.
- CTF de GMSA incorporó 60MW de potencia nominal.
- CTRO se implementó el cierre a ciclo combinado incorporando una unidad turbo vapor de 60 MW en 2018 a la turbina a gas de 130 MW preexistente.
- Central de Cogeneración Timbúes de GMSA cuenta con 170 MW en la provincia de Santa Fe para la provisión de vapor a Renova – productor de aceite y crushing de soja – y energía a CAMMESA que se encuentra en operación desde 2019 y a plena capacidad completa desde 2021, con alto factor de disponibilidad y despacho.
- GLSA: cogeneración de la Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco de 130 MW desde el mes de Julio de 2025. Se encuentra ubicada en la provincia de Santa Fe para la provisión de vapor y energía a Louis Dreyfus Argentina – productor de aceite y crushing de soja.

### 3. PUNTOS DESTACADOS DEL EJERCICIO 2025

#### 3.1 Energía Eléctrica

##### CTMM

A partir del mes de abril de 2023, el ciclo combinado de la CTMM comenzó a actuar como Agente Autogenerador del MEM. A partir del mes de Mayo de 2023 comenzó con el abastecimiento de energía como Autogenerador con un despacho del 46%, finalizando el año con un despacho del 100%. El año 2024 continuó en el mismo sentido. La disponibilidad de las unidades fue del 80%. El despacho fue continuo registrando un total de 457.221 MWh en todo el año. Durante el año 2025, la demanda que abastecía el ciclo Combinado de CTMM decidió suspender su operación y por lo tanto suspender la generación de energía eléctrica para abastecerla.

Uno de los principales objetivos de GMSA, para CTMM, en el año 2025 fue incorporar nuevos clientes grandes usuarios del MEM así como mantener los contratos con grandes usuarios en el Mercado a Término para la venta de Energía Plus. Esto fue logrado reflejando en los precios los reales costos de combustible, los costos de operación y mantenimiento más un margen razonable. La potencia contratada con Grandes Usuarios del MEM fue de 150 MW, es decir que las unidades TG03, TG04 y TG05 se encontraron contratadas en su totalidad. La duración de los contratos celebrados fue de 1 a 2 años. El 28 de enero de 2025, la SE del Ministerio de Economía publicó la Resolución 21/2025 y estableció que

modificaciones al marco regulatorio del sector eléctrico, tendientes a su normalización. Entre otras cuestiones, la norma elimina restricciones para la celebración de contratos en el mercado a término, descentraliza la gestión de combustibles y crea incentivos para la incorporación de nueva capacidad de generación de energía en condiciones competitivas. En ese marco, se dio por finalizado el esquema de Energía Plus cuyos últimos contratos vencerán el 31 de enero de 2026.

Otro de los grandes objetivos durante el año 2025 fue cumplir con los contratos de demanda mayorista celebrados entre GMSA y CAMMESA. En este sentido, las unidades MMARTG06 y MMATG07 han cumplido con los objetivos de disponibilidad comprometida en el contrato de demanda bajo Resolución 220/2007. La disponibilidad de las unidades MMARTG06 y MMARTG07 fue del 94% y 95% respectivamente. Por lo tanto, no se generaron penalidades por indisponibilidad durante el año. En cuanto a las unidades que forman parte del Ciclo Combinado bajo Resolución 287/2017.

La unidad TG08 de 49,6 MW de potencia instalada registró una disponibilidad del 99% y la TV09 con 65 MW registró una disponibilidad del 90%.

La generación de energía en la Central fue de 256.148 MWh durante el año 2025, de la cual un 50% fue generado por las unidades TG01, 02 y 03 para abastecer demanda de autogeneración y el resto por el ciclo combinado nuevo. El 5% de la energía generada fue con combustible gas oil y el resto con gas natural.

### **CTI**

Durante el año 2025, las unidades de CTI operaron con bajo nivel de despacho.

A mediados del mes de noviembre de 2021 venció el contrato de abastecimiento MEM celebrado con CAMMESA en el marco de la Res. SE 220/2007 por 90MW de las unidades TG01 y TG02 pasando toda su potencia a ser remunerada como máquinas de base. A partir de la publicación de la Resolución 400/2025, estas unidades respaldan potencia dentro del Mercado a Término de Potencia por un total de 55 MW.

Las nuevas unidades instaladas en el marco de la Resolución 21/2016, TG03 y TG04, alcanzaron una disponibilidad promedio anual del 93%, cumpliendo con la potencia comprometida en el Contrato de Demanda Mayorista Resolución 21/2016. Por lo tanto, no se generaron penalidades por indisponibilidad durante el año.

Por último, la energía generada durante el 2025 por las cuatro unidades fue de 108.525 MWh. La generación con gas oil representó un 8% de la generación total como consecuencia de la falta de gas natural de cuenca noroeste.

### **CTRi**

En el año 2025 CTRi tuvo una disponibilidad promedio de planta del 98% y la energía generada ascendió a 13.560 MWh y el 83% de la misma correspondió a la unidad TG24, habilitada en el año 2017. El 30% de la energía generada con la unidad TG24 fue con combustible gas oil como consecuencia de la falta de transporte de gas natural en cuenca neuquina para el sector de generación de energía.

La unidad TG24 ha cumplido con los objetivos de disponibilidad comprometida en el contrato de demanda bajo Resolución 220/2007. Por lo tanto, no se generaron penalidades por indisponibilidad durante el año.

### CTF

En el año 2025 la Central alcanzó una disponibilidad promedio del 30% y registró una energía generada de 162 MWh, de los cuales el 15% fue generada con gas oil.

Con fecha 23 de mayo de 2025, a partir de una inspección realizada a la unidad generadora, MHI Power Aero Argentina S.R.L., en representación del fabricante, detectó daños críticos en las partes principales de la misma y en función de esos resultados, recomendó la suspensión de forma inmediata de su operación por el riesgo que representaba.

En atención a las obligaciones contractuales, como medida preventiva para evitar indisponibilidades durante períodos prolongados, GMSA mantiene vigente un contrato de provisión de repuestos, servicios y mantenimiento con el Fabricante para la CTF que contempla, entre otros, la provisión de una turbina en reemplazo mediante la modalidad “leasing” sin cargo para la sociedad y que debe estar disponible en el plazo de 7 días de requerida ante eventos de indisponibilidad de la unidad como en este caso.

No obstante, el Fabricante informó que el daño crítico detectado en la CTF forma parte de una serie de daños de similar envergadura detectados en otras máquinas de su flota en operación, informando que se encontraba imposibilitado de realizar el reemplazo de una unidad en la modalidad leasing en el corto plazo, estimando un plazo de reparación de nuestra unidad con finalización posterior a enero de 2026, y proponiendo alternativas para la restitución de una unidad disponible mediante el combinado de partes propias y partes en leasing.

Este evento ha resultado imprevisible e inevitable, solicitando a CAMMESA, de acuerdo con la cláusula 15.2 y subsiguientes del Contrato de Demanda Mayorista, que se suspenda el Contrato, en todos sus términos hasta tanto se produzca el cese del Caso Fortuito o Fuerza Mayor, restableciéndose el cómputo del plazo de vigencia y demás obligaciones contractuales a partir de contar con la unidad nuevamente disponible.

CAMMESA ha accedido a la solicitud realizada y el Contrato fue suspendido hasta el 29 de diciembre de 2025, fecha en la cual la unidad de leasing fue puesta a disposición nuevamente y declarada disponible al SADI. El Contrato de Demanda Mayorista finalizará el 29 de junio de 2026.

Luego de las gestiones realizadas con el seguro de la máquina, la franquicia de aplicación fue de 60 días, y el monto recuperado por las compañías de seguros ascendió a USD 5.746.143 (el monto corresponde solo a “perdida de beneficios”), dado que la reparación estuvo a cargo de Mitsubishi dentro del contrato de mantenimiento. A la fecha de los presentes estados financieros, dicha gestión se encontraba pendiente de cobro.

### CTE

Durante el año 2025, la disponibilidad promedio de la CTE fue del 96% lo que permitió cumplir con la disponibilidad comprometida en los contratos de demanda celebrados en el marco de la Resolución 21/2016 y 287/2017.

La energía generada por los dos Ciclos Combinados en el año 2025 ascendió a 865.879 MWh con un 4% de consumo de gas oil entre los meses de mayo y agosto.

### **CTCT**

Durante el año 2025, la disponibilidad promedio de la Central Térmica de Cogeneración Timbúes fue del 92% lo que permitió cumplir con la disponibilidad comprometida en el contrato de demanda celebrados en el marco de la Resolución 21/2016. Solo se aplicaron penalidades por indisponibilidad en el mes de diciembre de 2025, mes en el que el mantenimiento mayor realizado se extendió unos días más de lo programado y autorizado por CAMMESA.

La energía generada por la CTCT fue de 871.978 MWh y solo 3.000 MWh fueron generador con gas oil durante un día puntual de invierno por falta de gas natural en el área. La Central pudo entregar 1.080.612 tn de vapor de alta y baja presión a RENOVA.

### **CTR**

En el año 2025, CTR mantuvo una disponibilidad horaria promedio anual del 99,2%. La energía generada durante el ejercicio 2025, por el ciclo combinado, fue de 1.276.983 MWh. siendo un 7% más que en el 2024; con una disponibilidad comercial promedio del 90,7%. El total de la energía generada fue con gas natural.

### **GELI**

Durante el ejercicio 2025, la Central de Cogeneración Arroyo Seco alcanzó una disponibilidad horaria promedio de 97,6%, con una disponibilidad comercial de 97,4%.

Desde el 3 de julio 2025 se recibe la habilitación Comercial en el MEM de la TV de la CT. Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe, por una potencia neta a inyectar al SADI de hasta 17 MW.

### **3.2 Mantenimiento**

Durante 2025, los resultados operativos han sido buenos, con detección y posibilidad de mejora en alguno de ellos.

Para seguir garantizando la mejora en los resultados de O&M, se ha recibido auditorías externas e internas con el objetivo de mantener los certificados, en todas las Centrales del Grupo, las Normas internacionales de Gestión de la Calidad ISO 9000, lo cual permite garantizar que todas las Centrales cuenten y apliquen las mejoras Prácticas de Operación y Mantenimiento; Gestión del Medio Ambiente 14000 y la ISO 45000 Gestión de seguridad y salud en el trabajo, destinada a proteger a los trabajadores y visitantes de accidentes y enfermedades laborales.

Sobre los Software de gestión se sigue invirtiendo en el buen uso de SAP y en el COG, con nuevos desarrollos y capacitaciones en la nueva plataforma Power Hup, donde destacan el seguimiento de Indicadores Operacionales bajo la norma ISO 3977-9; IEE 762-2023; ISO 14224, ISO 55001, garantizando la medición, trazabilidad y comparación de los resultados permitiendo la realización de Benchmarking a nivel local e Internacional

Con respecto al mantenimiento, se sigue apostando al desarrollo de los colaboradores, con capacitaciones internas y externas en áreas técnicas y de gestión, invirtiendo en el crecimiento personal y profesionalmente.

Con respecto a las herramientas, se sigue comprando herramental de última generación, en equipos que permitan mejorar los datos obtenidos de las rutinas preventivas y predictivas que permitan disminuir más las tareas correctivas que causan pérdida de disponibilidad y que empeoran los resultados de O&M; también se ha fabricado y adquirido un contenedor taller, con todas las herramientas de mano, equipos de medición y consumibles necesarios. para poder realizar las

inspecciones mayores de las unidades de generación SIEMENS SGT800, que junto al kit dispositivos de desarme / armado, adquirido previamente, a SIEMENS, nos asegura flexibilidad en las fechas a ser realizado los Mantenimientos Mayores, ya que no dependemos de la disponibilidad de SIEMENS en el envío / alquiler de estos.

Para los repuestos y consumibles, se están analizando sus compras por criticidad, para que el mismo sea un análisis sistemático y no quede ceñido por la percepción de algunas personas, se ha implementado un procedimiento, con pasos sistemáticos de análisis que permite detectar que partes son necesarias adquirir más pronto; además de comenzar a gestionar los almacenes del grupo en forma corporativa,

Se mantuvieron reuniones periódicas con SIEMENS, MITSUBISHI, GENERAL ELECTRIC y otros fabricantes, para analizar y mejorar los rendimientos técnicos y económicos de los contratos de LTSA, LTP o de compra de partes.

### **CTMM**

Durante 2025, se mantienen activos los contratos LTP con SIEMENS ENERGY, lo que garantiza aún más la disponibilidad de las unidades de generación Siemens SGT880 que pasan a operar en modo Ciclo Combinado, con la puesta en servicio de la nueva TV09 -SIEMENS SST600.

Además, durante el ejercicio se ha continuado realizado los Planes de Mantenimientos Planificados, los cuales han atendido satisfactoriamente los objetivos fijados, con la meta de garantizar la disponibilidad de planta y la satisfacción de nuestros clientes externos,

Se han pagado los adelantos de la compra del nuevo core engine a ser colocado en la TG02.

### **CTI**

Durante 2025, se han realizado los Planes de Mantenimientos Planificados, con la meta de garantizar la disponibilidad de Planta.

Los Contratos de LTP con SIEMENS ENERGY que involucra a las dos Turbinas a Gas SGT800 se mantienen activos, con lo cual se realiza la primera inspección tipo B a partir de abr-25 en la TG03.

### **CTRi**

Durante 2025, se han realizado los Planes de Mantenimientos Planificados atendiendo muy satisfactoriamente los objetivos fijados, con la meta de garantizar la disponibilidad.

Los contratos de LTP con SIEMENS ENERGY que involucra la Turbina a Gas SGT800 se mantienen activos, con lo cual se está planificando la primera Inspección B a ser realizada en la TG24, el tercer trimestre del 2026

Los mantenimientos más importantes y rutinarios han sido los que recomiendan los fabricantes.

A nivel provisión de repuestos, se mantiene el stock necesario para garantizar la disponibilidad de las unidades generadoras.

## **CTE**

Durante 2025, han estado operativas las Turbinas a Gas, en modo Ciclo Combinado, se ha mantenido activo el Contrato de LTP con SIEMENS ENERGY.

A nivel mantenimiento, se realizaron las tareas recomendadas por el fabricante, según sus manuales y las tareas que van sumándose según la concepción del tipo de planta.

Durante el ejercicio, se han adquirido herramental nuevo necesario, para atender el nuevo y más extensivo plan de mantenimiento, causado por la ampliación de la planta al transformarse en una central de Ciclo Combinado.

A nivel repuestos, se han estado realizando compras estratégicas, para incrementar el stock, y así garantizar la correcta O&M, garantizando la disponibilidad y la satisfacción del cliente interno como externo.

El personal técnico, ha recibido capacitación tanto interna como externa en Operación como Mantenimiento, en la procura de mantener la excelencia de Operación y Mantenimiento de la planta.

## **CTCT**

Durante 2025, se han realizado los Planes de Mantenimientos Planificados, con la meta de garantizar la disponibilidad de Planta.

Los Contratos de LTP con SIEMENS ENERGY que involucra a las dos Turbinas a Gas SGT2000E se mantienen activos, con lo cual se realiza la primera inspección Mayor correspondiente a las 41000 EOH, durante los meses de noviembre-diciembre 2026.

## **CTR**

Durante el ejercicio 2025, la planta ha operado en Ciclo Combinado en modo Base, atendiendo satisfactoriamente los requerimientos de CAMMESA.

Se han realizado los Planes de Mantenimientos Planificados atendiendo satisfactoriamente los objetivos fijados, con la meta de garantizar la disponibilidad de planta.

Los mantenimientos más importantes han sido: el MAPRO Estacional, de 21 días, lo cual permitió confirmar el buen estado de los equipos principales como la Turbina de Gas, HRSG, Turbina de Vapor y otros equipos del balance de planta.

A nivel provisión de repuestos, se han recibido las partes nobles a ser utilizado en el Mantenimiento Mayor de la Turbina de Vapor, programado para inicios del 2026.

## **GELI**

Durante el ejercicio 2025, las Turbinas de gas, operaron en Ciclo Abierto durante el primer semestre, realizando la puesta en marcha de los HRSG y turbina de Vapor, posteriormente de la habilitación Comercial de la TV, la Central paso a operar en Modo Base en cogeneración, entregando Vapor y Energía eléctrica a LDC.

Durante este ejercicio, se continuo con la compra de herramientas específicas, que permiten realizar los Mantenimientos Predictivos y Preventivos de los Equipos Principales y secundarios de la Planta.

Se continua con la compra de mobiliarios, para equipar las Oficinas y talleres. Se Estandarizo los planes de Mantenimientos, con la implementación del SAP, módulo de Mantenimiento. Se continua con la compra progresiva de Consumibles y Partes para garantizar la disponibilidad de la Planta.

### 3.3 Medio Ambiente

#### **Sistema de Gestión Ambiental Corporativo**

Desde sus inicios, el Grupo cuenta con un Sistema de Gestión Ambiental certificado bajo la norma ISO 14001:2015 en todas sus centrales de generación eléctrica, implementado con un enfoque corporativo. En mayo de 2024 se certificó el Sistema de Gestión Integrado 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), con vigencia hasta 2027.

En mayo de 2025 se realizó la primera auditoría externa de seguimiento del período de certificación 2024–2027, a cargo de IRAM, en la que se verificó el mantenimiento y la conformidad del sistema implementado.

El Grupo continúa trabajando de manera integrada en todas sus centrales para fortalecer la mejora continua en materia ambiental, de seguridad y salud ocupacional y calidad.

A continuación, se presenta la Política del Sistema de Gestión Integrado del Grupo:

1. Contribuir mediante sus lineamientos fundamentales de gestión al establecimiento de un marco de referencia para la definición de objetivos estratégicos, operativos y de apoyo o soporte.
2. Trabajar en todos los órdenes y niveles de la organización velando por el desarrollo sostenible y la protección del medio ambiente, incluida la prevención de la contaminación.
3. Fortalecer la conciencia y el respeto de sus integrantes por el uso racional y responsable de los recursos naturales.
4. Trabajar sostenidamente orientando sus esfuerzos, talentos y capacidades en pos de la mejora continua en el desempeño.
5. Cumplir con las exigencias legales aplicables y otros requisitos a los cuales la organización suscriba, además de los originados por las necesidades de los clientes y sus expectativas.
6. Asegurar la consulta y participación de los trabajadores y de los representantes de los trabajadores.
7. Proporcionar condiciones de trabajo seguras y saludables para la prevención de lesiones y deterioro de la salud, apropiadas al propósito, tamaño, contexto de la organización y a la naturaleza específica de sus riesgos y oportunidades.
8. Atender los reclamos y sugerencias de partes interesadas externas e internas, brindando un adecuado tratamiento y respuesta conforme a sus expectativas.
9. Trabajar proactiva y mancomunadamente entre los integrantes de la organización para promover el continuo desarrollo eficiente de la actividad, eliminando los peligros y reduciendo los riesgos para la Seguridad y Salud en el Trabajo.

## - Gestión Ambiental

La gestión ambiental administrada bajo esta modalidad corporativa permite proceder unificada y coordinadamente en todos los sitios de trabajo aunando criterios para la determinación de los aspectos ambientales de la actividad, sus evaluaciones de significancia y los controles operacionales adoptados en respuesta. Este enfoque se encuentra plenamente alineado con los compromisos establecidos en la política integrada de calidad, salud, seguridad y medio ambiente, fortaleciendo la integración de los principios de sostenibilidad y la protección del entorno en todas las operaciones.

Sustentado en una documentación predominantemente estandarizada e implementada en un marco de trabajo apoyado en el desempeño solidario y cooperativo entre las partes, se ha logrado en el tiempo un crecimiento conjunto sostenido, sujeto a revisiones periódicas de desempeño y procesos de mejora continua. Este marco no solo respalda la prevención de la contaminación y el uso responsable de los recursos naturales, sino que también fomenta la participación activa de los trabajadores y partes interesadas en la mejora del desempeño ambiental.

Los beneficios fundamentales de esta cultura de trabajo pueden evidenciarse en aspectos que identifican especialmente a la organización en su conjunto, como:

- La concientización ambiental y el involucramiento del personal en el cumplimiento de los objetivos establecidos.
- La importancia prioritaria brindada al ejercicio de la gestión preventiva.
- La ausencia histórica de incidentes ambientales producto de una cultura de trabajo arraigada en profundos valores éticos y profesionales.
- El eficiente proceder demostrado frente a las acciones correctivas necesarias y la erradicación definitiva de sus causas raíz, la contención segura de los riesgos y el logro de nuevas oportunidades de mejora.
- La atención en tiempo y forma brindada al cumplimiento de los requisitos legales y otros compromisos suscritos por la organización.
- Garantizar la consulta y participación de los trabajadores y sus representantes, permitiendo un entorno inclusivo y colaborativo para abordar desafíos ambientales.
- La superación en la gestión de los aspectos ambientales de la actividad con especial consideración de sus ciclos de vida y los intereses implicados de sostenibilidad ambiental.
- La eficacia, fluidez y claridad de las comunicaciones internas para el tratamiento oportuno de las necesidades y desafíos de gestión.
- La preocupación y atención dada a los intereses y expectativas de la comunidad y otras partes externas interesadas. Esto incluye garantizar un adecuado tratamiento y respuesta conforme a las expectativas planteadas.
- La estricta regularidad mantenida en el seguimiento y análisis de los parámetros ambientales.
- Los esfuerzos dedicados, con resultados meritorios, en la preservación del orden, la higiene y el cuidado estético de los espacios naturales.
- Proporcionar condiciones de trabajo seguras y saludables para la prevención de lesiones y deterioro de la salud, apropiadas al propósito, tamaño, contexto de la organización y a la naturaleza específica de sus riesgos y oportunidades.
- El compromiso de la Alta Dirección para proporcionar el apoyo necesario en el ejercicio del Sistema de Gestión Integrado, asegurando la motivación, el entrenamiento y la asignación de responsabilidades a todos los niveles de la organización.

### **Principales indicadores de desempeño ambiental.**

En el ejercicio analizado se realizó el seguimiento de los principales indicadores ambientales asociados a la operación de las centrales, incluyendo la gestión de residuos peligrosos y no peligrosos, uso de papel, calidad de efluentes líquidos industriales, emisiones gaseosas, y balance hídrico.

Los resultados obtenidos se mantienen dentro de los rangos habituales para el nivel de operación del ejercicio analizado. No se registraron desvíos ni eventos que indiquen alteraciones en las condiciones normales de funcionamiento.

- **Residuos sólidos urbanos y residuos industriales no peligrosos.**

Durante 2025 se generaron aproximadamente 62,8 toneladas de RSU, del total de lo generado, 1,49 toneladas (2,3%) fueron recicladas y 0,6 toneladas gestionadas como compostables, incorporando esta nueva corriente de valorización.

En cuanto a los RINP, se generaron cerca de 56 toneladas, con picos asociados a actividades de mantenimiento, de las cuales 387 kg (0,7%) fueron reciclados.

- **Residuos peligrosos.**

Durante 2025 se registró un ingreso total de aproximadamente 52,88 toneladas de Residuos Peligrosos al recinto de almacenamiento, mientras que 38,39 toneladas fueron retiradas para su tratamiento y disposición final mediante operadores habilitados. La diferencia entre ingresos y retiros responde a la dinámica operativa y a los tiempos de gestión con transportistas y operadores, manteniéndose los residuos bajo condiciones controladas hasta su retiro.

- **Consumo de papel.**

Durante 2025 el consumo total de papel fue de 675,6 kg, con un consumo per cápita anual de 2,89 kg por persona. Asimismo, se registraron 323,3 kg de papel reciclado, reflejando la implementación de prácticas de segregación y recuperación de este material.

- **Emisiones gaseosas.**

Durante 2025 se realizaron mediciones de efluentes gaseosos emitidos por chimenea; entre los parámetros medidos se destaca la concentración de NOx, correspondiente a las distintas unidades de las centrales. Los resultados obtenidos se mantuvieron por debajo del valor límite aplicable. Las variaciones observadas responden a las condiciones operativas de cada unidad al momento del monitoreo, sin evidenciarse desvíos respecto de los parámetros establecidos.

- **Balance Hídrico**

Durante 2025 se evaluó el consumo de agua en proceso y servicios internos, expresado como m<sup>3</sup>/MW generados, observándose variaciones entre centrales asociadas principalmente a las características operativas y tecnológicas de cada instalación, tales como ciclo abierto, ciclo combinado o esquemas de cogeneración, lo cual influye en los requerimientos y en la eficiencia del uso del recurso hídrico.

Asimismo, se analizó el porcentaje de recuperación del recurso hídrico respecto de la extracción de fuente, destacándose la central Frías, que registró un 56,9 % de recuperación, debido a la reutilización del agua para riego. Por su parte, CTRi y CTR presentaron valores de 5,25 % y 3,82 %, respectivamente, asociados a sus posibilidades de reutilización del recurso.

### **3.4 Capital Humano**

2025 fue el año de la consolidación de las operaciones que se agregaron con los proyectos concluidos en 2024 y 2025. Se cumplieron las curvas de aprendizaje de los equipos de acuerdo a lo programado. Se hizo foco en capacitaciones técnicas y mejora de la eficiencia en los puestos de trabajo.

#### **Empleos**

El nivel de empleos consolidado del Grupo presentó una reducción del 19 % respecto del cierre del año 2024. Fundamentalmente en las áreas staff por búsquedas de eficiencia de equipos en áreas de soporte e Ingeniería de proyectos luego de la puesta en marcha en fase operativa de las nuevas operaciones.

La tasa de rotación en 2025 aumentó de manera considerable hasta el 21%.

Se trabajó fuertemente en el desarrollo de fuente de recursos internos para cubrir las vacantes producidas. Se congelaron las vacantes de fuente externa y se cubrieron la mayoría de las posiciones con el programa de búsquedas internas (MOBI)

El programa de jóvenes profesionales, que en su tercera edición contó con la integración de 6 jóvenes que se incorporaron a diferentes áreas siempre con foco en actividades, manteniendo al cierre del ejercicio los niveles de retención registrados en ediciones anteriores.

#### **Capacitación**

Se trabajó con un fuerte foco en el desarrollo de formación al puesto de trabajo orientado a acortar curvas de aprendizaje en los sectores operativos; esto en la búsqueda de optimización y mejora de resultados.

Se mantuvo el programa de sensibilización en materia de Integridad y Compliance abordando temáticas de actualidad e interés abarcando nuevamente al 100 % de dotación de la compañía.

#### **Compensaciones y Beneficios**

En función del contexto de alta inflación reinante fue un año de actividad importante en términos de negociaciones en el marco de las convenciones colectivas del sector de energía, llegando a acuerdos consensuados y sin pérdida de horas en el desarrollo de nuestras operaciones. Para el personal staff que se administra por grados salariales se mantuvo la dinámica de mantenimiento de valores de mercado en función del valor relativo de cada puesto de la estructura y administrando de manera ajustada los umbrales de retención de posiciones clave.

#### **Comunicación al personal y Sistemas de información de RRHH**

Se agregaron funcionalidades adicionales a través de la plataforma office 365 permitiendo integrar nuevas herramientas de comunicación directa con el personal.

Se continuó en el proceso de formalización de los procesos del área estableciendo un marco de procedimientos que siguen un criterio de convergencia y simplificación. Los mismos abarcan todas las funciones de incumbencia del área.

### 3.5 Sistemas y Comunicaciones

Durante el año 2025, el área de Sistemas continuó brindando mantenimiento, desarrollo, implementación, innovación y soluciones asociadas a aplicaciones, tecnología, telecomunicaciones, seguridad de la información y procesos, garantizando un adecuado nivel de servicio y cubriendo las necesidades del negocio de la compañía.

Cabe destacar que el área cuenta con políticas y procedimientos acordes a normas y estándares internacionales los cuales son monitoreados en forma continua a fin de controlar el cumplimiento de los objetivos del sector, los controles internos, como así también asegurar la calidad y la mejora continua.

Los proyectos y objetivos logrados durante el año 2025 se resumen a continuación:

- Se continuó con el desarrollo de tableros y dashboard de información operativa y táctica y estratégica como herramientas para mejorar la gestión.
- Se desarrollaron automatizaciones de tareas manuales mediante tecnología RPA (Proceso Enargas, RRHH, etc)
- Se desarrolló la aplicación de gestión de la flota vehicular de las plantas.
- Se desarrolló la plataforma de gestión de contratos y facturación en SAP.
- Se implementó un portal de gestión de licitaciones para transparentar y mejorar todo el proceso licitatorio en la compra de repuestos e insumos.
- Se desarrolló un sistema de alertas tempranas para fallos de mediciones del sistema SMEC.
- Se incorporó sistema para la centralización de gestión de firewalls de plantas (FortiManager).
- Se implementó esquema de redundancia de servicios de internet e interconexión entre plantas y casa central, con el fin de aprovechar al máximo el uso de los servicios y garantizar la conectividad de los diferentes sitios.
- Se avanzó con el plan de recambio de equipos, reemplazando 33 tanto en plantas como en casa central entre equipamiento obsoleto y nuevas asignaciones.
- Migración a Windows 11, se actualizaron 56 equipos.
- Implementación de Veeam Backup & Replication para el respaldo de 60 servidores productivos (primera etapa).

Como objetivo para el 2026, la Gerencia de Sistemas y Tecnología de la Información continuará con el proceso de inversión tendiente a mejorar la productividad y la eficiencia de los procesos existentes, como así también la incorporación de tecnologías innovadoras, permitiendo de esta manera continuar con el proceso de mejora de las acciones enfocadas a garantizar la seguridad, confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información.

Algunos de los proyectos para el año 2026 son:

- Implementar una plataforma inteligente de historización de señales para todas las plantas del grupo.
- Implementar una nueva plataforma de gestión y seguimiento de contratos.
- Continuar con el desarrollo de automatizaciones y digitalización de procesos por RPA.
- Actualizar y ejecutar plan de ciberseguridad.

### 3.6 Programa de Integridad

Desde febrero 2018, Grupo Albanesi comenzó el proceso de fortalecimiento de su Programa de Integridad, (el “Programa de Integridad” o el “Programa”), comprometiéndose a cumplir los más altos estándares en materia de ética y compliance, extendiendo su compromiso a todo su personal y los terceros que se relacionan con el Grupo.

Con el fin de asegurar la efectividad del Programa con los riesgos atinentes a sus actividades se elaboraron políticas a las que se puede acceder a través de un reservorio actualizado en: [Programa de Integridad de Albanesi](#). Con el mismo fin se desarrolló una Línea Ética para denuncias confidenciales y anónimas, administrada por la firma BDO.

El Programa y la Línea se encuentran disponibles en el sitio web de Albanesi (<http://www.albanesi.com.ar/programa-integridad.php>), en sustento de un criterio de publicidad y transparencia que continuó desarrollándose posteriormente a partir de su difusión a proveedores y clientes. Con relación a nuestra Línea Ética, desde 2024, implementamos la utilización de métricas de denuncias para realizar mediciones en aspectos clave de nuestra gestión y contribuir así, a mayor eficacia de la gestión de investigación y resolución de reportes recibidos.

El Directorio constituyó el Comité de Ética para que evalúe y resuelva las controversias que surgiesen en relación al cumplimiento del Programa, órgano que durante 2025 se conformó por la Compliance Officer, el Gerente Corporativo de Auditoría Interna y el Gerente Corporativo de Recursos Humanos.

Asimismo, durante el 2025 se desarrolló un “Plan de Capacitaciones”, aprobado por el Comité de Ética, que consistió en el desarrollo de entrenamientos virtuales que promueven el cumplimiento de los estándares éticos adoptados por el Grupo.

### **3.7 Asuntos Corporativos**

En 2025, la Gerencia de Asuntos Corporativos tuvo como propósito proteger y potenciar la reputación de la compañía. Para ello, ejecutó un plan integral basado en:

- La generación y fortalecimiento del vínculo con los públicos de interés: autoridades del ámbito municipal, provincial, nacional, ejecutivo y legislativo; periodistas y medios nacionales y del interior, cámaras y asociaciones sectoriales, y organizaciones no gubernamentales.
- El desarrollo del plan de comunicación interna: se trabajó en la definición de públicos, mensajes y canales para contar con un abordaje integral de la comunicación interna. El objetivo trazado buscó reducir la incertidumbre del público interno, generar consistencia en los mensajes para que existiera coherencia entre lo dicho puertas afuera y lo comunicado hacia el interior de la compañía.
- Se trabajó en la expansión de instancias de relacionamiento con periodistas de medios nacionales y del interior, con el fin de hacer visible el aporte que Albanesi realiza en cada una de las localidades donde opera. De manera adicional y, en el contexto del plan de reordenamiento financiero encarado por la compañía, se hizo especial foco en el acompañamiento de la estrategia diseñada con ese fin, para dar a conocer las diversas instancias de avance y así mantener informado al público inversor. Con ello, se logró también evitar el crecimiento mediático de temas sensibles para la empresa.
- La gestión del vínculo con las comunidades donde opera la compañía, por intermedio del desarrollo de la relación con los actores sociales más relevantes, incluidos los convenios de apoyo ya establecidos con diversas ONG, con especial foco en la educación.

### 3.8 Situación Financiera (en miles de pesos)

Durante el 2025, GMSA no afronto los pagos y está en un proceso de reestructuración. La deuda bancaria y financiera consolidada de GMSA al 31 de diciembre del 2025 se encontraba estructurada de la siguiente forma:

	Tomador	Capital	Saldo al 31.12.25	Tasa de interés	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	
		(En miles)	(En miles de Pesos)	(%)				
<b>Titulos de Deuda</b>								
	ON Internacional 2027 (a) (b) (c)	GMSA/CTR	USD 74.937	108.332.635	9,875%	USD	01/12/2021	01/12/2027
	ON Internacional 2031 (b) (c)	GMSA/CTR	USD 353.964	563.012.316	11,000%	USD	30/10/2024	01/11/2031
	ON Clase XV Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 2.526	3.915.255	6,75% y a partir de 28/08/2025 8,75%	USD	18/07/2022	28/08/2027
	ON Clase XVI Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	UVA 1.995	3.406.832	UVA + 0%	ARS	18/07/2022	18/07/2025
	ON Clase XIX Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	UVA 462	806.913	UVA + 1%	ARS	07/11/2022	07/11/2025
	ON Clase XX Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 4.593	7.423.636	9,50%	USD	17/04/2023	27/07/2025
	ON Clase XXIII Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 2.031	3.230.898	9,50%	USD	20/07/2023	20/01/2026
	ON Clase XXIV Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 3.705	5.641.314	5,00%	USD	20/07/2023	20/07/2025
	ON Clase XXV Coemisión (c)	GMSA/CTR	USD 1.776	2.760.502	9,50%	USD	18/10/2023	18/04/2026
	ON Clase XXVI Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 5.323	8.250.453	6,75% y a partir de 28/08/2025 8,75%	USD	12/10/2023	28/08/2027
	ON Clase XXVII Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	UVA 31.821	55.579.228	UVA + 5%	ARS	12/10/2023	12/04/2027
	ON Clase XXVIII Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 1.634	2.564.236	9,50%	USD	08/03/2024	08/03/2026
	ON Clase XXX Coemisión (c)	GMSA/CTR	UVA 6.037	10.224.235	UVA + 0%	ARS	08/03/2024	08/03/2027
	ON Clase XXXII Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 6.886	10.952.040	9,50%	USD	30/05/2024	30/05/2026
	ON Clase XXXIII Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	\$ 1.109.148	1.698.857	BADLAR + 10%	ARS	30/05/2024	30/05/2025
	ON Clase XXXIV Coemisión (*) (1) (b) (c)	GMSA/CTR	UVA 4.170	7.389.355	UVA + 5%	ARS	30/05/2024	30/05/2026
	ON Clase XXXV Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 50.731	77.747.167	9,75%	USD	28/08/2024	28/08/2027
	ON Clase XXXVI Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 52.710	78.715.268	6,75% y a partir de 28/08/2025 8,75%	USD	28/08/2024	28/08/2027
	ON Clase XXXVII Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 68.591	102.322.432	6,75% y a partir de 28/08/2025 8,75%	USD	28/08/2024	28/08/2028
	ON Clase XXXVIII Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	UVA 21.701	37.149.966	UVA + 4%	ARS	28/08/2024	30/08/2027
	ON Clase XL Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	USD 1.648	2.692.877	11,00%	USD	08/11/2024	03/11/2031
	ON Clase XLI Coemisión (*) (2) (b) (c)	GMSA/CTR	USD 14.809	24.336.799	11,00%	USD	08/11/2024	03/11/2031
	ON Clase XLII Coemisión (b) (c)	GMSA/CTR	\$ 6.024.952	8.086.819	TAMAR + 5%	ARS	26/02/2025	26/02/2026
	ON Clase XV (c)	GMSA	UVA 7.504	12.820.439	UVA + 6,50% - Cosent 6,75%	ARS	16/07/2021	28/01/2028
	ON Clase XVI (c)	GMSA	USD 120.540	175.462.643	7,75% - Consent 8,00 %	USD	16/07/2021	28/07/2032
	ON Clase XVII (*) (3) (c)	GMSA	USD 20.485	29.811.887	3,50% - Consent 3,75%	USD	23/05/2022	28/11/2028
	ON Clase XVIII (c)	GMSA	UVA 10.263	17.527.414	UVA + 0% - Consent 0,25%	ARS	23/05/2022	28/11/2028
	ON Clase XIX (c)	GMSA	USD 101.259	147.386.147	6,50% - Consent 6,75%	USD	23/05/2022	28/05/2035
	ON Clase III (**) (b) (c)	GMSA	USD 377	584.679	6,75% y a partir de 28/11/2025, 8,75%	USD	14/12/2021	28/08/2027
	ON Clase VII (**) (b) (c)	GMSA	USD 450	701.154	6,75% y a partir de 28/11/2025, 8,75%	USD	13/02/2023	28/08/2027
	ON Clase IX (**) (b) (c)	GMSA	UVA 618	1.090.974	UVA + 3,80%	ARS	13/02/2023	13/02/2026
	ON Clase X (*) (4) (**) (b) (c)	GMSA	USD 20.495	31.201.294	5,00%	USD	21/09/2023	22/09/2025
	ON Clase XI (**) (b) (c)	GMSA	USD 2.359	3.687.504	9,50%	USD	21/09/2023	23/03/2026
	ON Clase XII (**) (b) (c)	GMSA	USD 338	520.860	6,50%	USD	14/02/2024	16/02/2026
	ON Clase XIII (**) (b) (c)	GMSA	USD 2.568	4.040.838	9,00%	USD	14/02/2024	18/08/2026
	ON Clase XV (**) (b) (c)	GMSA	USD 17.441	27.207.517	9,75%	USD	28/08/2024	28/08/2027
	ON Clase XVI (**) (b) (c)	GMSA	USD 34.172	51.717.925	6,75% y a partir de 28/11/2025, 8,75%	USD	28/08/2024	28/08/2027
	ON Clase XVII (**) (b) (c)	GMSA	USD 41.030	62.118.282	6,75% y a partir de 28/11/2025, 8,75%	USD	28/08/2024	28/08/2028
	ON Clase XVIII (**) (b) (c)	GMSA	UVA 24.671	42.893.772	UVA + 4%	ARS	28/08/2024	30/08/2027
	ON Clase XIX (**) (b) (c)	GMSA	USD 308	403.447	11,00%	USD	08/11/2024	03/11/2031
	ON Clase XX (*) (5) (**) (b) (c)	GMSA	USD 10.635	17.389.785	11,00%	USD	08/11/2024	03/11/2031

# MEMORIA 2025

ON Clase I	GLSA	USD 27.552	40.101.871	4,50%	USD Linked	08/03/2023	28/09/2029
ON Clase III	GLSA	USD 135.489	197.209.888	6,75%	USD Linked	08/03/2023	28/03/2036
ON Clase IV	GLSA	USD 14.949	21.775.160	4,00% y a partir de 28/10/2025 10,75%	USD	24/10/2024	28/10/2030
Notas privadas garantizadas	GMOP	USD 22.816	33.853.692	12,50%	USD	28/10/2022	28/05/2027
<b>Subtotal</b>			<b>2.045.747.205</b>				
	<b>Tomador</b>	<b>Capital</b>	<b>Saldo al 31.12.25</b>	<b>Tasa de interés</b>	<b>Moneda</b>	<b>Fecha de emisión</b>	<b>Fecha de vencimiento</b>
		(En miles)	(En miles de Pesos)	(%)			
<u>Préstamos sindicados</u>							
Préstamo Sindicado	GMSA	USD 59.000	86.069.721	8,75%	USD	21/01/2025	21/01/2027
			<b>86.069.721</b>				
<u>Otras deudas</u>							
Otras deudas bancarias	GMSA/CTR/GMOP		39.795.554				
Descubiertos bancarios	GMSA/CTR		132				
Sociedades relacionadas - RGA (Nota 33)	GMSA		25.792.088				
Sociedades relacionadas - AL (h) (Nota 33)	GMSA		683.850				
Arrendamiento financiero	GMSA/CTR/GMOP		5.392.072				
<b>Subtotal</b>			<b>71.663.696</b>				
<b>Total deuda financiera</b>			<b>2.203.480.622</b>				

(\*) Tenencias propias:

- (1) GMSA tiene UVA 554 miles de VR de ON Clase XXXIV Coemisión.
- (1) GMSA tiene UVA 554 miles de VR de ON Clase XXXIV Coemisión.
- (2) GMSA tiene USD 628 miles USD de VR de ON Clase XLI Coemisión
- (3) GMSA tiene USD 116 miles USD de VR de ON Clase VII
- (4) GMSA tiene USD 222 miles USD de VR de ON Clase X
- (5) GMSA tiene USD 1.133 miles USD de VR de ON Clase XX
- (a) A partir del 1 de junio de 2022 los intereses de las Obligaciones Negociables Clase X se devengarán a una tasa del 9,875% anual, habiendo vencido el plazo previsto en el Suplemento para el perfeccionamiento del Gravamen en primer grado de privilegio sobre los Derechos Cedidos en Garantía en beneficio de las Partes Garantizadas sin que se hayan obtenido los Consentimientos Requeridos de Garantía.
- (b) Incumplimiento de pagos de capital e interés.
- (c) Cláusulas de incumplimiento cruzado.

## 1. Análisis de los resultados (en miles de pesos)

Se detalla a continuación la composición de las ventas en unidades físicas:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2025	2024	Var.	Var. %
	GWh			
<b>Ventas por tipo de mercado</b>				
Venta de energía Res. 95 mod. más spot	927	1.039	(112)	(11%)
Venta de energía Plus	544	674	(130)	(19%)
Venta de energía Res. 220	475	502	(27)	(5%)
Venta de energía Res. 21	1.322	471	851	181%
Venta de energía Res. 287	952	393	559	142%
	<b>4.220</b>	<b>3.079</b>	<b>1.141</b>	<b>37%</b>

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en miles de pesos):

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2025	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
<b>Ventas por tipo de mercado</b>				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	32.856.716	16.451.573	16.405.143	100%
Venta de energía Plus	51.229.969	65.706.294	(14.476.325)	(22%)
Venta de energía Res.220	68.328.576	53.102.043	15.226.533	29%
Venta de energía Res. 21	142.349.896	61.490.326	80.859.570	131%
Venta de energía Res. 287	97.429.527	26.633.605	70.795.922	266%
Venta de energía Perú	24.703.015	15.772.908	8.930.107	57%
Venta de energía vapor	22.490.807	-	22.490.807	100%
<b>Total</b>	<b>439.388.506</b>	<b>239.156.749</b>	<b>200.231.757</b>	<b>84%</b>

Resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 (en miles de pesos):

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2025	2024	Var.	Var. %
Ventas de energía	439.388.506	239.156.749	200.231.757	84%
<b>Ventas netas</b>	<b>439.388.506</b>	<b>239.156.749</b>	<b>200.231.757</b>	<b>84%</b>
Costo de compra de energía eléctrica	(47.253.542)	(34.467.880)	(12.785.662)	37%
Consumo de gas y gasoil de planta	(28.690.205)	(14.912.398)	(13.777.807)	92%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(13.899.243)	(9.936.081)	(3.963.162)	40%
Acuerdos laborales	(167.807)	(8.982)	(158.825)	1768%
Plan de beneficios definidos	(311.798)	(137.732)	(174.066)	126%
Servicios de mantenimiento	(26.941.187)	(13.486.367)	(13.454.820)	100%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(142.574.060)	(55.380.800)	(87.193.260)	157%
Seguros	(12.353.898)	(7.192.708)	(5.161.190)	72%
Diversos	(7.536.207)	(4.114.717)	(3.421.490)	83%
<b>Costo de ventas</b>	<b>(279.727.947)</b>	<b>(139.637.665)</b>	<b>(140.090.282)</b>	<b>100%</b>
<b>Resultado bruto</b>	<b>159.660.559</b>	<b>99.519.084</b>	<b>60.141.475</b>	<b>60%</b>
Tasas e impuestos	(2.023.065)	(498.965)	(1.524.100)	305%
<b>Gastos de comercialización</b>	<b>(2.023.065)</b>	<b>(498.965)</b>	<b>(1.524.100)</b>	<b>305%</b>
Sueldos, jornales y cargas sociales	(13.685.056)	(1.260.074)	(12.424.982)	986%
Acuerdos laborales	(4.646.437)	-	(4.646.437)	100%
Honorarios profesionales	(15.339.194)	(11.712.681)	(3.626.513)	31%
Honorarios directores	-	(597.648)	597.648	(100%)
Movilidad, viáticos y traslados	(602.447)	(1.020.485)	418.038	(41%)
Tasas e impuestos	(640.897)	(198.067)	(442.830)	224%
Donaciones	(51.226)	(58.313)	7.087	(12%)
Diversos	(1.870.454)	(570.580)	(1.299.874)	228%
<b>Gastos de administración</b>	<b>(36.835.711)</b>	<b>(15.417.848)</b>	<b>(21.417.863)</b>	<b>139%</b>
Otros ingresos operativos	684.664	1.565.690	(881.026)	(56%)
Otros egresos operativos	(71.612)	(54.401)	(17.211)	32%
Deterioro de activos financieros	-	(8.517.051)	8.517.051	(100%)
<b>Resultado operativo</b>	<b>121.414.835</b>	<b>76.596.509</b>	<b>44.818.326</b>	<b>59%</b>
Intereses comerciales, netos	(1.866.265)	(3.057.618)	1.191.353	(39%)
Intereses por préstamos, netos	(182.505.511)	(149.234.009)	(33.271.502)	22%
Gastos y comisiones bancarias	(4.023.484)	(8.519.324)	4.495.840	(53%)
Diferencia de cambio, neta	56.090.414	15.643.093	40.447.321	259%
Diferencia de cotización UVA	(47.783.480)	(79.561.004)	31.777.524	(40%)
RECPAM	(4.946.538)	(8.868.731)	3.922.193	(44%)
Otros resultados financieros	(12.725.420)	6.148.435	(18.873.855)	(307%)
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(197.760.284)</b>	<b>(227.449.158)</b>	<b>29.688.874</b>	<b>(13%)</b>
Resultados participación en asociadas	(556.997)	(844.706)	287.709	(34%)
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(76.902.446)</b>	<b>(151.697.355)</b>	<b>74.794.909</b>	<b>(49%)</b>
Impuesto a las ganancias	24.142.231	(58.777.002)	82.919.233	(141%)
<b>(Pérdida) del ejercicio</b>	<b>(52.760.215)</b>	<b>(210.474.357)</b>	<b>157.714.142</b>	<b>(75%)</b>
<b>Otros resultado integral del ejercicio</b>				
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados:</i>				
Plan de beneficios definidos	390.242	(144.185)	534.427	(371%)
Revalúo de propiedades, planta y equipos	-	183.847.272	(183.847.272)	(100%)
Efecto en el impuesto a las ganancias	(136.584)	(64.296.080)	64.159.496	(100%)
Otros resultados integrales por participaciones en subsidiarias y asociadas	(4.140.380)	20.254.307	(24.394.687)	(120%)
Diferencias de conversión	28.766.389	-	28.766.389	100%
<i>Conceptos que serán reclasificados a resultados:</i>				
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas	37.995.616	23.855.645	14.139.971	59%
<b>Ganancia de otro resultado integral del ejercicio</b>	<b>62.875.283</b>	<b>163.516.959</b>	<b>(100.641.676)</b>	<b>(62%)</b>
<b>Total de resultados integrales del ejercicio</b>	<b>10.115.068</b>	<b>(46.957.398)</b>	<b>57.072.466</b>	<b>(122%)</b>

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$439.388.506 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con los \$239.156.749 para el mismo ejercicio de 2024, lo que equivale a un aumento de \$200.231.757 (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.

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:

- (i) \$32.856.716 por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 100% respecto de los \$16.451.573 para el mismo ejercicio de 2024.
- (ii) \$51.229.969 por ventas de energía Plus, lo que representó una disminución del 22% respecto de los \$65.706.294 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 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 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 del mismo ejercicio de 2024. Dicha variación se explica principalmente por un incremento en el tipo de cambio.
- (iv) \$142.349.896 por ventas de energía bajo Res. 21, lo que representó un aumento del 131% respecto de los \$61.490.326 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 por ventas de energía bajo Res. 287, lo que representó un aumento del 266% respecto de los \$26.633.605 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 por ventas de energía en Perú, lo que representó un aumento del 57% respecto de los \$15.772.908 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 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 comparado con \$139.637.665 del mismo ejercicio de 2024, lo que equivale a un aumento de \$140.090.282 (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:

- (i) \$47.253.542 por compras de energía eléctrica, lo que representó un aumento del 37% respecto de \$34.467.880 para el mismo ejercicio de 2024.
- (ii) \$28.690.205 por consumo de gas, lo que representó un aumento del 92% respecto de los \$14.912.398 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 por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 157% respecto de los \$55.380.800 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 por sueldos, jornales y cargas sociales, lo que representó un aumento del 40% respecto de los \$9.945.063 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 por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 100% respecto de los \$13.486.367 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, comparado con una ganancia de \$99.519.084 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 comparado con los \$498.965 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.

#### Gastos de Administración:

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendieron a \$36.835.711, comparado con los \$15.417.848 para el mismo ejercicio 2024, lo que equivale a un aumento de \$21.417.863 (139%).

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$15.339.194 de honorarios profesionales, lo que representó una disminución del 31% respecto de los \$11.712.681 para el mismo ejercicio 2024.
- (ii) \$13.685.056 por sueldos, jornales y cargas sociales, lo que representó un aumento de \$12.424.982 respecto de los \$1.260.074 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 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 lo que representó una disminución de \$881.026 comparado con los \$1.565.690 para el mismo ejercicio 2024.

Los otros egresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendieron a \$71.612, 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 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, comparado con una ganancia de \$76.596.509 para el mismo ejercicio 2024, representando un aumento de \$44.818.326 (59%).

#### Resultados financieros:

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 totalizaron una pérdida de \$197.760.284, comparado con una pérdida de \$227.449.158 para el mismo período de 2024, representando una disminución de \$29.688.874.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$182.505.511 de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 22% respecto de los \$149.234.009 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.
- (ii) \$56.090.414 de ganancia por diferencias de cambio netas, lo que representó un aumento de \$40.447.321 respecto de los \$15.643.093 de ganancia del mismo ejercicio 2024.
- (ii) \$47.783.480 de pérdida por diferencia de cotización UVA, lo que representó una disminución del 40% comparado con la pérdida de \$79.561.004 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 comparada con una pérdida de \$151.697.355 para el mismo ejercicio 2024, lo que representa una disminución de la pérdida de

\$74.794.909.

El resultado positivo de impuesto a las ganancias fue de \$24.142.231 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, lo que representa una disminución de la pérdida de \$82.919.233 en comparación con los \$58.777.002 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, comparada con los \$210.474.357 de pérdida para el mismo ejercicio 2024, lo que representa una disminución de la pérdida de \$157.714.142.

#### Resultados integrales:

La ganancia por los otros resultados integrales del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de \$62.875.283, e incluyen las diferencias de conversión, representando un aumento del 62% en comparación con los \$163.516.959 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, representando una disminución del 122% respecto de la pérdida integral para el mismo ejercicio 2024, de \$46.957.398.

### 2. Estructura patrimonial comparativa con el ejercicio anterior: (en miles de pesos)

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Activo no corriente	2.664.212.368	1.677.115.231	1.079.327.156
Activo corriente	188.112.276	183.055.173	150.561.041
<b>Total activo</b>	<b>2.852.324.644</b>	<b>1.860.170.404</b>	<b>1.229.888.197</b>
Patrimonio atribuible a los propietarios	137.231.888	107.979.758	163.307.000
Patrimonio no controladora	26.218.069	18.967.692	9.170.511
<b>Total patrimonio</b>	<b>163.449.957</b>	<b>126.947.450</b>	<b>172.477.511</b>
Pasivo no corriente	696.315.160	1.379.615.108	790.723.250
Pasivo corriente	1.992.559.527	353.607.846	266.687.436
<b>Total pasivo</b>	<b>2.688.874.687</b>	<b>1.733.222.954</b>	<b>1.057.410.686</b>
<b>Total patrimonio y pasivo</b>	<b>2.852.324.644</b>	<b>1.860.170.404</b>	<b>1.229.888.197</b>

### 3. Estructura de resultados comparativa con el ejercicio anterior:(en miles de pesos)

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Resultado operativo ordinario	121.414.835	76.596.509	21.425.376
Resultados financieros	(197.760.284)	(227.449.158)	(15.139.608)
Resultados participación en asociadas	(556.997)	(844.706)	(752.890)
<b>Resultado neto ordinario</b>	<b>(76.902.446)</b>	<b>(151.697.355)</b>	<b>5.532.878</b>
Impuesto a las ganancias	24.142.231	(58.777.002)	(1.258.374)
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>(52.760.215)</b>	<b>(210.474.357)</b>	<b>4.274.504</b>
Operaciones discontinuadas	-	-	-
<b>Resultado del ejercicio</b>	<b>(52.760.215)</b>	<b>(210.474.357)</b>	<b>4.274.504</b>
Otros resultados integrales	62.875.283	163.516.959	132.178.542
<b>Total de resultados integrales</b>	<b>10.115.068</b>	<b>(46.957.398)</b>	<b>136.453.046</b>

**4. Estructura del flujo de efectivo comparativa con el ejercicio anterior:(en miles de pesos)**

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Flujos de efectivo generados por las actividades operativas	257.813.873	67.427.093	10.466.341
Flujos de efectivo (aplicados a) las actividades de inversión	(45.786.506)	(35.957.863)	(19.534.818)
Flujos de efectivo (aplicados a)/generados por las actividades de financiación	(190.973.233)	(72.479.014)	25.141.075
<b>Aumento/(Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>21.054.134</b>	<b>(41.009.784)</b>	<b>16.072.598</b>

**5. Índices comparativos con el ejercicio anterior:**

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Liquidez (1)	0,09	0,52	0,56
Solvencia (2)	0,05	0,06	0,15
Inmovilización del capital (3)	0,93	0,90	0,88
Rentabilidad (4)	(0,36)	(1,41)	0,04

(1) Activo corriente / Pasivo corriente

(2) Patrimonio neto atribuible a los propietarios / Pasivo total

(3) Activo no corriente / Total del activo

(4) Resultado neto del ejercicio (no incluye Otros resultados integrales) / Patrimonio neto promedio

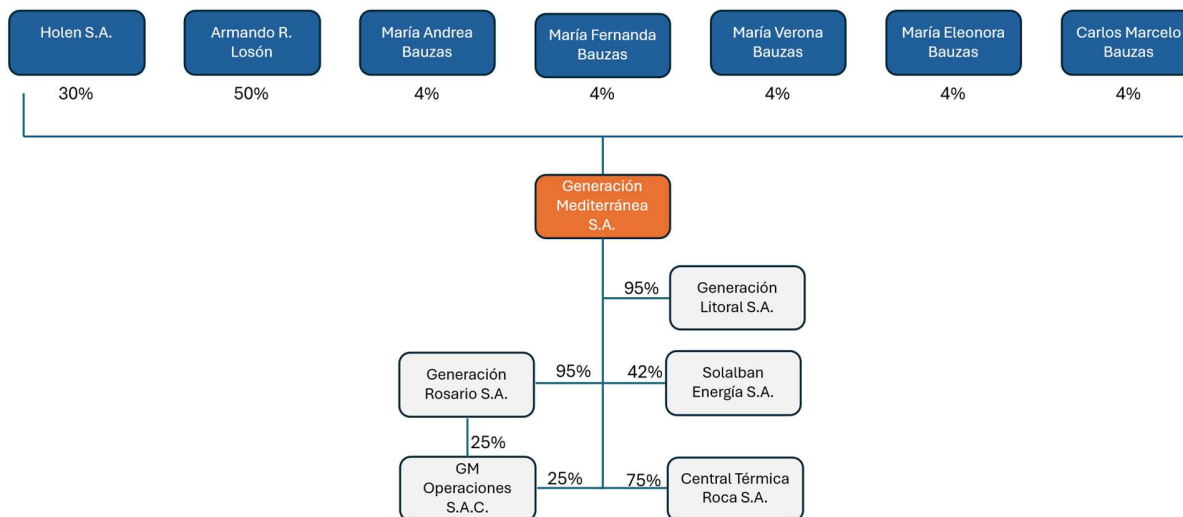
**6. Honorarios facturados por la firma auditoría:**

En virtud de lo requerido por el Código de Ética del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (IESBA), a continuación, se detallan los honorarios facturados por los servicios prestados en el ejercicio 2025 a las sociedades GMSA, CTR, GROS, GELI y GMOP:

Servicios auditoría	\$ 739.830.404
Servicios que no son de auditoría	\$ 254.571.787
	<b>\$ 994.402.191</b>

#### 4. ESTRUCTURA SOCIETARIA

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa al 31 de diciembre 2025:



Holen S.A., Armando Roberto Losón, Carlos Marcelo Bauzas, María Eleonora Bauzas, María Fernanda Bauzas, María Andrea Bauzas y María Verona Bauzas poseen el 5% restante de GROSA y GLSA.

#### Capital Social

Al 31 de diciembre de 2025 el capital social de la Sociedad estaba compuesto por 203.123.895 acciones ordinarias nominativas, no endosables de V/N \$ 1 cada una, con derecho a 1 voto por acción, distribuidas de la siguiente forma:

- Armando Roberto Losón 50,86% (103.305.078 acciones)
- Holen S.A. 29,14% (59.194.038 acciones)
- Carlos Marcelo Bauzas 4% (8.124.956 acciones)
- María Eleonora Bauzas 4% (8.124.955 acciones)
- María Verona Bauzas 4% (8.124.956 acciones)
- María Fernanda Bauzas 4% (8.124.956 acciones)
- María Andrea Bauzas 4% (8.124.956 acciones)

#### Organización de la toma de decisiones

Conforme se expresa en los diferentes apartados del Anexo IV del Título IV de las Normas de la CNV, que acompaña a esta Memoria, referido al grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario, las políticas y estrategias de la Sociedad son definidas por el Directorio para ser ejecutadas por cada uno de los sectores bajo la supervisión de las Gerencias correspondientes y del mismo Directorio inclusive.

Aquellas decisiones cuya magnitud y/o monto implicado resulten de importancia y/o relevantes, relacionadas a la administración de las actividades de la Sociedad, son resueltas en forma directa por el Directorio reunido especialmente a tal fin. De ser requerido en caso concreto, es la Asamblea de Accionistas, en sesión extraordinaria, la que se encarga de resolver. En todos los casos acaecidos durante el año 2025, las decisiones en la Asamblea de Accionistas han sido adoptadas por unanimidad, mientras que las relativas al Directorio han sido tomadas cumpliendo con las mayorías establecidas en el estatuto social.

### **Remuneraciones del Directorio**

Las resoluciones de la Sociedad vinculadas a la determinación de los honorarios a regular para el Directorio, se ajustan a los límites y lineamientos previstos por el artículo 261 de la Ley N° 19.550 y los artículos 1° a 7° del Capítulo III del Título II de las Normas de la CNV.

## **5. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO 2026**

### **5.1 Perspectivas para el Mercado de Generadores Eléctricos en general**

Tras las licitaciones para la contratación de potencia y energía nueva, organizadas desde 2016, se incorporaron numerosas centrales eléctricas como se describió en detalle. Los cambios regulatorios acaecidos desde entonces y en particular desde la inestabilidad financiera y económica iniciada en abril 2018, llevan a una situación compleja en el sector de generación eléctrica.

Similar situación se verificó en el sector de gas natural, que resulta fundamental para el abastecimiento eléctrico por su incidencia en la generación termoeléctrica. La reducción de precios de gas en boca de pozo llevó a niveles inferiores al costo de desarrollo de reservas, por lo cual las inversiones se detuvieron con la consiguiente reducción de producción.

El cambio de signo político en la Administración en diciembre 2019, acentuó la incertidumbre en el mercado eléctrico con demora en las decisiones necesarias para mantener condiciones adecuadas de suministro al mercado, que retomó su crecimiento en 2021 hasta inicios de 2023, con desaceleración en el segundo semestre 2023. El año 2024 mostró una profundización de esta tendencia reciente.

El congelamiento de tarifas, precios y remuneraciones extendido en términos prácticos desde febrero 2019 con ajustes reducido en moneda corriente a consumidores finales, generaron un déficit fiscal creciente. La reducción del déficit sectorial se moderó en 2023 por efecto de menores costos de abastecimiento, y no por ajustes en los ingresos tarifarios, en un contexto devaluatorio e inflacionario muy relevante.

En el año 2024 debe destacarse el incremento el precio estacional sobre los usuarios comerciales y, desde la segunda mitad del año, sobre los sectores residenciales de ingresos medios y bajos, determinando un mayor nivel de cubrimiento del precio estacional sobre el costo monómico de generación.

Desde la segunda mitad del 2024 se verificaron incrementos a nivel nacional en el precio estacional y el transporte. Adicionalmente, en el AMBA se instrumentaron significativos incrementos sobre los Costos Propios de Distribución de Edenor y Edesur. • En 2024 las tarifas residenciales y comerciales del AMBA se incrementaron un 34% y 75%, respectivamente, evaluadas en moneda constante y en un 45% y 88% en dólares.

El 28 de enero de 2025, la SE del Ministerio de Economía publicó la Resolución 21/2025 y estableció que modificaciones al marco regulatorio del sector eléctrico, tendientes a su normalización. Entre otras cuestiones, la norma elimina restricciones

para la celebración de contratos en el mercado a término, se ha derogado la Resolución N°354/2020 y descentraliza la gestión de combustibles y crea incentivos para la incorporación de nueva capacidad de generación de energía en condiciones competitivas. En ese marco, se dio por finalizado el esquema de Energía Plus cuyos últimos contratos vencerán el 31 de enero de 2026. y se determinaron las penalidades por la energía no entregada.

Complementariamente, y se habilita la gestión de los combustibles por parte de los generadores térmicos. Adicionalmente, se dispuso la finalización del Servicio de Energía Plus.

Con fecha 21 de Octubre de 2025 y para reforzar lo establecido en la Resolución 21/2025, se publicó la Resolución SE 400/2025 a través de la cual se aprueban las Reglas para la Normalización del MEM y su adaptación progresiva.

La misma Resolución clasifica a la demanda y la oferta de energía eléctrica y determina que las unidades de generación con Contratos de Abastecimiento MEM (PPA) vigentes, tanto térmicos como renovables por los valores de energía y potencia contratados, hasta la finalización de los siguientes contratos: 220/2007; 21/2016; 287/2017; FONINVEMEM 2 (Central Vuelta de Obligado y Guillermo Brown); GENREN, 108/2011; Renovar Rondas 1 y 2, y 3; MiniRen, 202/2016; Generación Hidráulica bajo concesión del Estado Nacional; Yacyretá; Salto Grande; Generación Nuclear operada por NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA); importaciones de energía realizadas en forma centralizada CAMESA se destinará a abastecer la demanda estacionalizada mientras que el resto de la generación se considerará generación spot.

Tanto en la Resolución como en su reglamentación menciona la necesidad de dar condiciones para la incorporación de inversiones en todos los segmentos de la industria eléctrica y establece reglas transitorias de acceso al gas natural hasta que termine el Plan Gas (fines de 2028) y exista transporte de gas nuevo.

En este sentido, se identifica a la generación de energía térmica sin PPA, es decir, Spot y determina su remuneración y todos los incentivos para que esa generación pueda acceder al Mercado a Término de potencia y de energía así como márgenes para la venta spot.

En caso de estimarse necesario, la SE podrá solicitar a CAMESA realizar licitaciones en forma centralizada - por cuenta y orden de los demandantes y/o de los Agentes de Distribución - para asegurar el abastecimiento de mediano plazo. Los nuevos contratos podrán ser de energía, potencia o ambos.

Se habilitará la importación y exportación de energía con base en acuerdos bilaterales de abastecimiento entre prestadores privados. Estos acuerdos deberán contar con la autorización expresa de la Secretaría de Energía y sus condiciones de aplicación deberán estar sujetas a la operación económica y de mínimo costo del MEM.

## **5.2 Perspectivas de la Sociedad**

### **Energía Eléctrica**

La dirección de la Sociedad espera para el año 2026 continuar operando y manteniendo correctamente las distintas unidades de generación con el objeto de mantener su disponibilidad en niveles elevados, cumpliendo todos los requerimientos de los contratos de demanda, así como el abastecimiento a los grandes usuarios del MEM. En cuanto al despacho, la concreción y puesta en marcha de los proyectos de cierre de ciclo de la CTE, CTMM y Central de Cogeneración Arroyo Seco provoca un mayor despacho de estas unidades y en consecuencia, aumentar la generación de energía eléctrica y consumo de combustible.

Para el año 2026 se espera realizar una eficiente gestión operativa de la Central de Cogeneración de la Nueva Refinería de Talara, propiedad de Petroperú, localizada en la Ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El principal objetivo de la

Sociedad es proveer eficientemente de energía eléctrica, vapor y condensado a la Refinería de PETROPERÚ operando y manteniendo correctamente las unidades de cogeneración.

### Situación Financiera

Durante el ejercicio 2026, la Sociedad espera cerrar con éxito el proceso de reestructuración de su deuda financiera, alcanzando un acuerdo integral con sus acreedores que permita extender plazos, reducir el riesgo de refinanciación y recuperar la previsibilidad de los flujos operativos. Fortaleciendo su estructura de capital y restableciendo las condiciones necesarias para sostener la operación -con los niveles de disponibilidad que caracterizan al Grupo- y avanzar en su plan de inversiones en mantenimiento, confiabilidad y crecimiento.

La normalización progresiva del MEM, la apertura del MAT y la descentralización de la gestión de combustibles; establecida por la Resolución SE 21/2025 y SE 400/2025 generan un entorno más competitivo y previsible, que permitirá a la Sociedad capturar nuevas oportunidades comerciales, optimizar costos y maximizar el despacho de sus activos más eficientes, especialmente con los ciclos combinados recientemente habilitados. En este nuevo contexto, con una plataforma operativa robusta, un portafolio diversificado y un marco regulatorio más previsible; GMSA se encuentra en una posición sólida para recuperar valor y consolidar su liderazgo en generación térmica, mejorar su desempeño operativo y contribuir al abastecimiento seguro, eficiente, sustentable y confiable del sistema eléctrico argentino.

Asimismo, consolidamos un nuevo esquema de gobierno corporativo robusto, con mayor independencia, transparencia y profesionalización en los procesos de toma de decisiones, gestión de riesgos y relación con nuestros inversores. Estos avances refuerzan la sostenibilidad de largo plazo del negocio y su alineación con las mejores prácticas del sector. Miramos el futuro con optimismo, no porque los desafíos hayan desaparecido, sino porque contamos con una estructura más sólida, un marco más previsible y un equipo más fuerte que nunca. GMSA está preparada para crecer, para innovar y para seguir siendo un actor central en la transformación del sistema eléctrico argentino. Lo que viene es una etapa de reconstrucción, de consolidación y de nuevas oportunidades; y estamos listos para aprovecharla.

## **6. DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS**

En cumplimiento de las disposiciones legales vigentes, el Directorio de la Sociedad manifiesta que el resultado del ejercicio arroja una pérdida que asciende a la suma de \$51.221.416 miles, obteniendo así resultados no asignados acumulados negativos al 31 de diciembre de 2025 por \$457.055.749 miles.

La Asamblea de Accionistas deliberará y decidirá finalmente el destino de las utilidades acumuladas detalladas anteriormente.

## **7. AGRADECIMIENTOS**

Resulta importante para el Directorio manifestar su agradecimiento a todos los empleados de la Sociedad por la labor realizada durante el ejercicio que ha resultado fundamental para los logros técnicos y económicos obtenidos. Asimismo, reconoce expresamente la contribución de clientes y proveedores así como de las entidades bancarias y demás colaboradores que han trabajado para una mejor gestión de la compañía durante el ejercicio.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de marzo de 2026.

EL DIRECTORIO