



GENERACIÓN
LITORAL S.A.

GRUPO ALBANESE I

MEMORIA
2025



MEMORIA EJERCICIO 2025

Sres. Accionistas de GLSA,

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.



GENERACIÓN
LITORAL S.A.

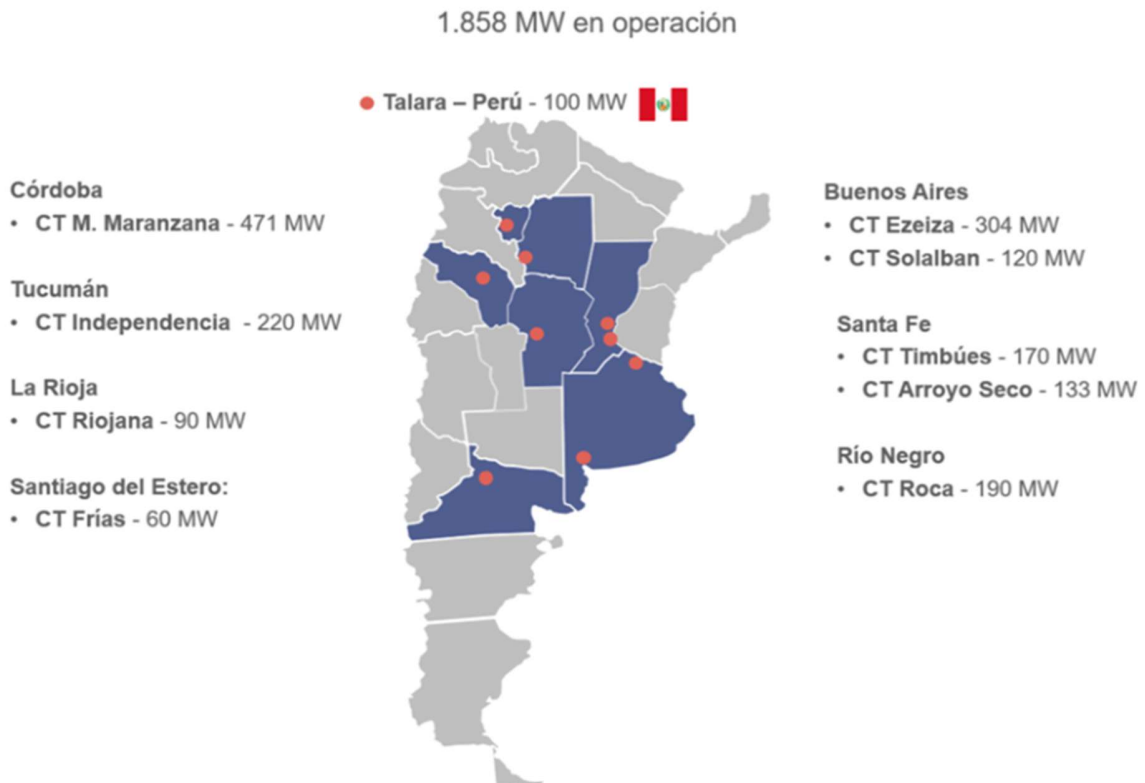
GRUPO ALBANESE

CONTENIDOS DE LA MEMORIA

1. EJERCICIO 2025 Y LAS PERSPECTIVAS PARA EL FUTURO	4
2. CONTEXTO MACROECONÓMICO	8
3. PUNTOS DESTACADOS DEL EJERCICIO 2025.....	13
4. ESTRUCTURA SOCIETARIA.....	25
5. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO 2026	26
6. DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS	28
7. AGRADECIMIENTOS.....	28

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 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 inscrita 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 redundará 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.

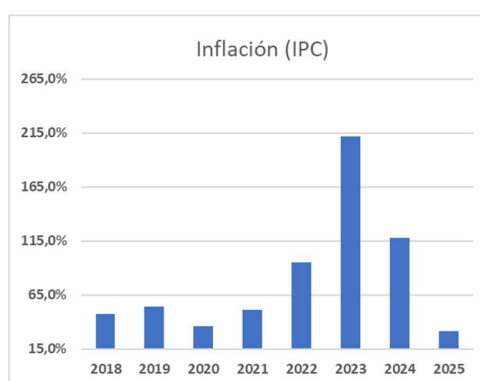
El informe de octubre 2025 del World Economic Outlook de FMI, en 2025 creció 4,5% para Argentina. El FMI proyecta un aumento del PBI de 4% en el 2026.



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 1º 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 kbbbl/día, alcanzando un pico histórico de 878 kbbbl/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 kbbbl/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 kbbbl/día.

En cuanto al sector de refinación, se procesaron 540 kbbbl/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 MMm3/día mientras que las exportaciones alcanzaron 8,3 MMm3/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 motores¹ 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.

¹ 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.

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 Timbúes) 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.

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

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 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 m³/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 conto 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)

La deuda bancaria y financiera consolidada de GLSA al 31 de diciembre del 2025 se encontraba estructurada de la siguiente forma:

	Capital (en miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2025 (en miles de Pesos)	Tasa de interés (%)	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
Títulos de Deuda						
ON I	USD 27.552	40.101.871	4,50%	USD Linked	08/03/23	28/09/29
ON III	USD 135.489	197.209.888	6,75%	USD Linked	08/03/23	28/03/36
ON IV	USD 14.949	21.775.160	11,00%	USD hard	24/10/24	28/10/30
Subtotal		259.086.919				
Arrendamiento financiero						
Sociedades relacionadas		5.478.286	Badlar + 5%	ARS	20/04/23	20/04/26
Subtotal		5.478.286				
Total deuda financiera		264.565.205				

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			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 287	414	11	403	3664%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	1	3	(2)	(67%)
	415	14	401	2864%

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)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 287	23.899.079	2.728.221	21.170.858	776%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	3.284.689	103.393	3.181.296	3077%
Venta de vapor	5.894.999	-	5.894.999	100%
	33.078.767	2.831.614	30.247.153	1068%

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	33.078.767	2.831.614	30.247.153	1068%
Ventas netas	33.078.767	2.831.614	30.247.153	1068%
Compra de energía eléctrica	(176.278)	(26.380)	(149.898)	568%
Consumo de gas y gasoil de planta	(10.074.699)	(10.504)	(10.064.195)	95813%
Sueldos, cargas sociales	(1.736.262)	(128.294)	(1.607.968)	1253%
Plan de beneficios definidos	(174.810)	-	(174.810)	100%
Otros beneficios al personal	(293.849)	(28.617)	(265.232)	927%
Honorarios profesionales	(85.163)	-	(85.163)	100%
Servicios de mantenimiento	(3.216.804)	(241.466)	(2.975.338)	1232%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(17.218.435)	(3.009.324)	(14.209.111)	472%
Vigilancia y porteria	(351.642)	(21.814)	(329.828)	1512%
Seguros	(785.719)	(61.342)	(724.377)	1181%
Gastos de comunicación	(61.927)	(4.570)	(57.357)	1255%
Refrigerio y limpieza	(189.138)	(20.676)	(168.462)	815%
Impuestos, tasas y contribuciones	(86.390)	(48)	(86.342)	179879%
Diversos	(29.700)	(5.331)	(24.369)	457%
Costo de ventas	(34.480.816)	(3.558.366)	(30.922.450)	869%
Resultado bruto	(1.402.049)	(726.752)	(675.297)	93%
Impuestos, tasas y contribuciones	(248.981)	-	(248.981)	100%
Gastos de comercialización	(248.981)	-	(248.981)	100%
Acuerdos laborales	(507.653)	-	(507.653)	100%
Honorarios y retribuciones por servicios	(1.451.195)	(60.641)	(1.390.554)	2293%
Impuestos, tasas y contribuciones	(3.920)	(5.298)	1.378	(26%)
Alquileres	(69.393)	-	(69.393)	100%
Viajes y movilidad y gastos de representación	(35)	(196)	161	(82%)
Seguros	(116)	(61)	(55)	90%
Gastos de oficina	(5.267)	(14.688)	9.421	(64%)
Diversos	29.488	(27.335)	56.823	(208%)
Gastos de administración	(2.008.091)	(108.219)	(1.899.872)	1756%
Otros ingresos operativos	-	321	(321)	(100%)
Resultado operativo	(3.659.121)	(834.650)	(2.824.471)	338%
Intereses comerciales	1.152.678	708.953	443.725	63%
Intereses por préstamos	(12.116.737)	(2.535.851)	(9.580.886)	378%
Gastos y comisiones bancarias	(218.471)	(94.577)	(123.894)	131%
Diferencia de cambio neta	(998.513)	595.594	(1.594.107)	(268%)
Cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros	641.779	268.208	373.571	139%
Otros resultados financieros	(400.882)	(402.673)	1.791	(0%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(11.940.146)	(1.460.346)	(10.479.800)	718%
Resultado antes de impuestos	(15.599.267)	(2.294.996)	(13.304.271)	580%
Impuesto a las ganancias	14.048.000	(14.193.127)	28.241.127	(199%)
Resultado del ejercicio	(1.551.267)	(16.488.123)	14.936.856	(91%)
<i>Conceptos que no serán clasificados a resultados:</i>				
Diferencias de conversión	3.428.328	6.109.937	(2.681.609)	(44%)
Otros resultados integrales del ejercicio	3.428.328	6.109.937	(2.681.609)	(44%)
Total de resultados integrales del ejercicio	1.877.061	(10.378.186)	12.255.247	(118%)

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$ 33.078.767 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2025, con un despacho de energía de 415 GWh.

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad:

- (i) \$23.899.079 por ventas de energía bajo Res. 287, lo que representó un aumento del 776%, respecto al ejercicio anterior 2024.
- (ii) \$3.284.689 por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 3077%, respecto al ejercicio anterior 2024.
- (iii) \$5.894.999 por ventas de vapor, lo que representó un aumento del 100% respecto del mismo ejercicio 2024 dado por la habilitación comercial obtenida el 3 de julio de 2025 de las dos calderas de recuperación del calor que generan vapor, el cual es vendido a LDC Argentina S.A.

Costos de ventas:

Los costos de venta totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de \$34.480.816 comparado con \$3.558.366 del ejercicio 2024, lo que equivale a un aumento de \$30.922.450 o 869%.

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con el ejercicio 2024:

- (i) \$17.218.435 por depreciación de bienes de uso, lo que representó un aumento del 472% respecto de los \$3.009.324 del ejercicio 2024. Esta variación se origina, principalmente, por la puesta en marcha de la Central ya que la Sociedad tiene como política de amortización año de alta completo. Este punto no implica una salida de caja.
- (ii) \$10.074.699 por consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento del 95813% respecto de los \$10.504 del ejercicio 2024. Esta variación se origina, principalmente, por la generación y puesta en marcha de la Central.

Resultado bruto:

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue negativo de \$1.402.049 comparado con \$726.752 del ejercicio 2024, lo que equivale a 93%, debido a que la Central comenzó a operar en su totalidad el 3 de julio de 2025.

Gastos de comercialización:

Los gastos de comercialización totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendieron a \$248.981, principalmente corresponden a impuestos, tasas y contribuciones.

Gastos de administración:

Los gastos de administración totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendieron a \$2.008.091 lo que representó un aumento de \$1.899.872 comparado con los \$108.219 para el mismo ejercicio de 2024. La variación se debe principalmente a honorarios y retribuciones de servicios, ya que en 2024 se encontraban activados en obra en curso por estar vinculados al proyecto.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2025 ascendió a una pérdida de \$3.659.121 comparado con \$834.650 de pérdida del ejercicio 2024, lo que equivale a un aumento de \$2.824.150

Resultados financieros y por tenencia, netos:

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 totalizaron una pérdida de \$11.940.146 comparado con una pérdida de \$1.460.346 del mismo ejercicio de 2024. La variación se debe principalmente a intereses y diferencias de cambio. Considerando que la Central comenzó a operar 100% en julio 2025, hasta junio 2025 los resultados financieros se activaban.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$12.116.737 pérdida por intereses de préstamos generados en operaciones de leasing financiero y obligaciones negociables comparado con \$2.535.851 para el mismo ejercicio 2024, lo que equivale un aumento de 378%.
- (ii) \$1.152.678 ganancia por intereses comerciales de CAMMESA, comparado con \$708.953 para el mismo ejercicio 2024, lo que represento un aumento de \$443.725 o 63%.
- (iii) \$998.513 pérdida por diferencia de cambio neta, principalmente por la finalización de la obra de las turbinas de gas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con \$595.594 para el mismo ejercicio 2024.

Resultado neto:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de \$15.599.267, comparada con una pérdida de \$2.294.996 para el mismo ejercicio de 2024.

El resultado positivo del impuesto a las ganancias fue de \$14.048.000 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con los \$14.193.127 de pérdida del mismo ejercicio de 2024.

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue una pérdida de \$1.551.267, comparada con la pérdida de \$16.488.123 para el mismo ejercicio anterior.

Resultados integrales del ejercicio:

El resultado integral total del ejercicio es una ganancia de \$1.877.061, representando un aumento de 118% respecto de la pérdida del mismo ejercicio del 2024, de \$10.378.186.

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

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Activo no corriente	297.497.794	214.814.972	123.070.816
Activo corriente	29.352.038	43.646.814	38.751.398
Total activo	326.849.832	258.461.786	161.822.214
Patrimonio	14.940.073	13.063.012	9.318.633
Total patrimonio	14.940.073	13.063.012	9.318.633
Pasivo no corriente	289.888.454	197.769.224	148.355.331
Pasivo corriente	22.021.305	47.629.550	4.148.250
Total pasivo	311.909.759	245.398.774	152.503.581
Total pasivo + patrimonio	326.849.832	258.461.786	161.822.214

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	(3.659.121)	(834.650)	(17.825)
Resultados financieros y por tenencia	(11.940.146)	(1.460.346)	(16.374)
Resultados del ejercicio	(15.599.267)	(2.294.996)	(34.199)
Impuesto a las ganancias	14.048.000	(14.193.127)	(535.912)
Resultado neto	(1.551.267)	(16.488.123)	(570.111)
Otros resultados integrales	3.428.328	6.109.937	7.007.014
Total de resultados integrales	1.877.061	(10.378.186)	6.436.903

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

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Fondos generados por las actividades operativas	13.937.618	3.970.597	25.335
Fondos (aplicados a) las actividades de inversión	(6.760.427)	(4.010.584)	(159.057)
Fondos generados por las actividades de financiación	(6.300.803)	-	229.200
Aumento/ (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	876.388	(39.987)	95.478

5. Índices comparativos con el ejercicio anterior:

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Liquidez (1)	1,33	0,92	9,34
Solvencia (2)	0,05	0,05	0,06
Inmovilización del capital (3)	0,91	0,83	0,76
Índice de endeudamiento (4)	(10,70)	(54,44)	-
Ratio de cobertura de intereses (5)	2,04	-	-
Rentabilidad (6)	(0,11)	(1,47)	(0,12)

(1) Activo corriente / Pasivo corriente

(2) Patrimonio neto / Pasivo total

(3) Activo no corriente / Total del activo

(4) Deuda financiera / EBITDA anualizado (*)

(5) EBITDA anualizado (*) / intereses financieros devengados anualizados

(6) Resultado neto del período (sin ORI) / Patrimonio neto total promedio

(*) Cifras no cubierta por el informe de auditor.

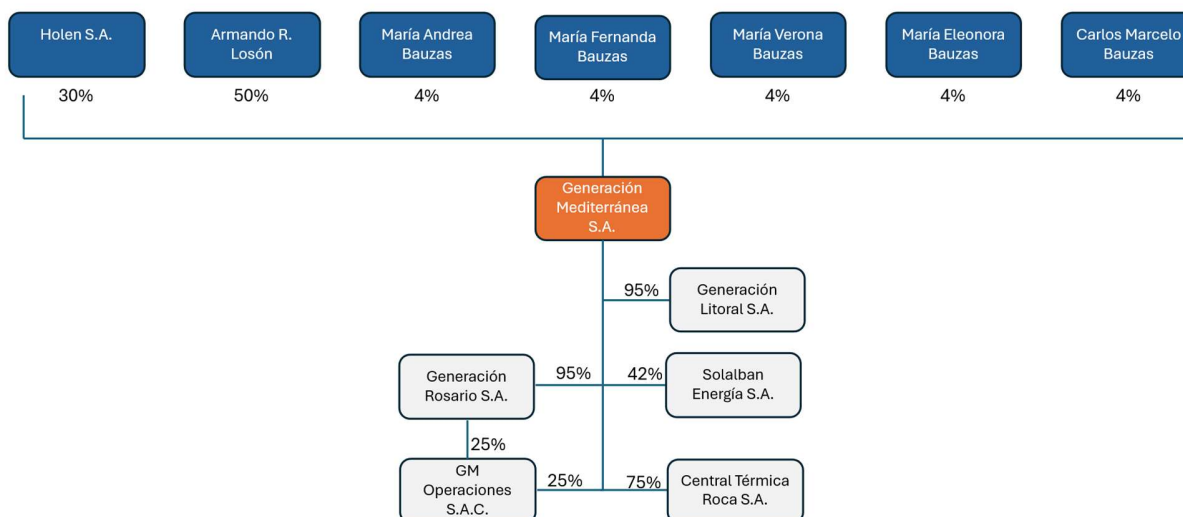
6. Honorarios facturados por la firma auditoría:

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
	\$ 994.402.191

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 2024, el estado del capital social suscripto en el Registro Público es el siguiente:

Capital	Importe En miles de \$	Aprobado por			Fecha de Inscripción en el Registro Público de Comercio
		Fecha	Órgano		
Capital Inicial	500				
Reducción de capital	(280)	16/04/2019	Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria		25/06/2019
Aumento de capital	445	29/11/2019	Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria		05/10/2022
Aumento de capital	560	19/12/2020	Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria		05/10/2022
Aumento de capital	850	23/12/2021	Asamblea General Extraordinaria		05/10/2022
Reducción de capital	(1.499)	24/04/2022	Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria		05/10/2022
Aumento de capital	1.100	26/09/2022	Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria		05/10/2022
Aumento de capital	970.569	04/01/2023	Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria		13/09/2023
Aumento de capital	1.911.558	03/08/2023	Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria		26/06/2024
Aumento de capital	14.122.565	02/02/2024	Asamblea General Extraordinaria		27/08/2024
Total	17.006.368				

El capital social al 31 de diciembre de 2023 está compuesto de 2.883.803 acciones ordinarias, nominativas, no endosables, de valor nominal \$ 1 cada una con derecho a un voto por acción.

Mediante Asamblea General Extraordinaria de fecha 04 de enero de 2023, se aumentó el capital social de \$1.676 a \$972.245 a través de aportes en especie por la suma de \$970.569 de ciertos componentes de una caldera de recuperación. Como consecuencia de dicho aumento, se reformó el artículo cuarto del Estatuto Social, y con motivo de dicha reforma, se aprobó el Texto Ordenado de dicho Estatuto. El cual se inscribió en el Registro Público a cargo de la Inspección General de Justicia.

Por Asamblea General Extraordinaria de fecha 03 de agosto de 2023, se aumentó el capital social de \$972.245 a \$2.883.803 a través de la capitalización del saldo de la cuenta ajuste de capital al 31 de marzo de 2023 por la suma de \$ 736; aportes en especie por la suma de \$1.681.622; y la capitalización de créditos en favor de los accionistas por la suma de \$229.200. Como consecuencia del aumento se reformó el artículo cuarto del Estatuto Social. Esta reforma se inscribió en el Registro Público a cargo de la Inspección General de Justicia con fecha 26 de junio de 2024 bajo el número 11028, del Libro 117, Tomo “–“, de Sociedades por acciones.

Con fecha 2 de febrero de 2024 la asamblea de accionistas de la Emisora aprobó un aumento de capital, por medio del cual el capital social se aumentó de \$2.883.803 a \$17.006.368. Como consecuencia del aumento se reformó el artículo cuarto del Estatuto Social. Esta reforma se inscribió en el Registro Público a cargo de la Inspección General de Justicia con fecha 27 de agosto de 2024 bajo el número 15469, del Libro 118, Tomo “–“, de Sociedades por acciones.

La estructura societaria se encuentra comprendida de la siguiente forma:

Generación Mediterránea S.A.	95%
Armando Roberto Losón	2,5%
Holen S.A.	1,5%
Carlos Marcelo Bauzas	0,2%
María Eleonora Bauzas	0,2%
María Verona Bauzas	0,2%
María Fernanda Bauzas	0,2%
María Andrea Bauzas	0,2%

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 CAMMESA 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 CAMMESA 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

Se espera continuar operando normalmente la unidad de generación conforme al despacho que defina CAMMESA. El objetivo principal es mantener el alto nivel de disponibilidad de la Central, hecho que asegura el nivel de rentabilidad de la compañía.

Situación Financiera

GLSA forma parte del Grupo Albanesi, el cual es un grupo de empresas de capital 100 % argentino. GMSA, a través de sus sociedades controladas y relacionadas ha invertido principalmente en el mercado energético en el segmento de generación. Año tras año, afianza su presencia en el mercado de energía y a la vez, explora nuevos negocios generando un crecimiento constante.

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 \$1.551.267 miles, obteniendo así resultados no asignados acumulados negativos al 31 de diciembre de 2025 por \$27.831.439 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