

**GENNEIA S.A.**

Domicilio: Nicolás Repetto 3676 - Piso 3° - Olivos, Provincia de Buenos Aires

Ejercicio Económico N° 35 iniciado el 1º de enero de 2025

**Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2025**

Información confeccionada sobre la base de los estados financieros consolidados de GENNEIA S.A. y sus Sociedades Controladas.

**Contenido**

---

1. Análisis de los resultados de operaciones consolidado (\*)
  - Síntesis
  - Análisis de la contribución marginal por segmento
    - Generación de energía eléctrica de fuentes renovables
    - Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales
    - Comercialización y transporte de gas natural
  - Gastos de comercialización
  - Gastos de administración
  - Otros ingresos (egresos), netos
  - Resultados financieros
  - Impuesto a las ganancias
  - Liquidez
2. Síntesis de la estructura patrimonial consolidada comparativa
3. Síntesis de la estructura de resultados y otros resultados integrales consolidada comparativa
4. Síntesis de la estructura del flujo de efectivo consolidada comparativa
5. Datos Estadísticos (\*)
6. Índices
7. Perspectivas (\*)

(\*) Información no cubierta por el informe de los auditores independientes  
Marzo 9, 2026

**1. Análisis de los resultados de operaciones consolidado (Información no cubierta por el informe de los auditores independientes)**

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	31-Dic-2025	31-Dic-2024	Variación
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>466.131</b>	<b>292.226</b>	<b>173.905</b>
Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	320.054	211.981	108.073
Eléctrica de fuentes renovables solares	77.242	28.817	48.425
Energía eléctrica de fuentes convencionales	60.346	43.490	16.856
Comercialización y transporte de gas natural	5.225	4.262	963
Otros ingresos diversos	3.264	3.676	(412)
<b>Costo de ventas</b>	<b>(181.292)</b>	<b>(107.796)</b>	<b>(73.496)</b>
Gastos operativos	(81.588)	(51.761)	(29.827)
Depreciación y amortización	(99.704)	(56.035)	(43.669)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>284.839</b>	<b>184.430</b>	<b>100.409</b>
Gastos de comercialización	(5.025)	(3.115)	(1.910)
Gastos de administración	(41.333)	(26.270)	(15.063)
Otros ingresos (egresos), netos	(20.670)	3.328	(23.998)
Resultados por participaciones en negocios conjuntos	(1.020)	(3.587)	2.567
Pérdidas por deterioro de activos financieros	-	(4.682)	4.682
Resultados financieros, netos	(36.009)	13.427	(49.436)
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>180.782</b>	<b>163.531</b>	<b>17.251</b>
Impuesto a las ganancias	(54.535)	(114.839)	60.304
<b>Utilidad neta del ejercicio</b>	<b>126.247</b>	<b>48.692</b>	<b>77.555</b>
<b>Otros resultados integrales</b>			
Diferencia de cambio por conversión	191.221	92.883	98.338
<b>Total de otros resultados integrales</b>	<b>191.221</b>	<b>92.883</b>	<b>98.338</b>
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>	<b>317.468</b>	<b>141.575</b>	<b>175.893</b>
<b>Utilidad neta atribuible a:</b>			
Propietarios de la controladora	126.247	48.692	77.555
<b>Total utilidad neta del ejercicio</b>	<b>126.247</b>	<b>48.692</b>	<b>77.555</b>
<b>Resultado integral total atribuible a:</b>			
Propietarios de la controladora	317.468	141.575	175.893
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>	<b>317.468</b>	<b>141.575</b>	<b>175.893</b>

## Síntesis

El resultado neto antes de impuesto a las ganancias refleja una ganancia de 180.782, mostrando una variación interanual positiva de 17.251 en comparación con la ganancia del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024 de 163.531.

La utilidad bruta del ejercicio de 284.839 es 54% superior a la utilidad bruta del ejercicio anterior que ascendía a 184.430. Este aumento se debe, según se explica en mayor detalle más adelante en la sección de "Análisis de la contribución marginal por segmento", principalmente a un mayor cargo nominal en pesos de los ingresos por efecto de la devaluación y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita, Parque Solar Malargüe I, Parque Solar Anchoris y Parque Solar San Rafael. El margen bruto (utilidad bruta dividida por ventas) fue del 61% y del 63% en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

### Ingresos por Ventas

Concepto	31-Dic-2025	31-Dic-2024	Variación
Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	320.054	211.981	51%
Energía eléctrica de fuentes renovables solares	77.242	28.817	168%
Energía eléctrica de fuentes convencionales	60.346	43.490	39%
Comercialización y transporte de gas natural	5.225	4.262	23%
Otros ingresos diversos	3.264	3.676	-11%
<b>Total ingresos por ventas</b>	<b>466.131</b>	<b>292.226</b>	<b>60%</b>

Las ventas al 31 de diciembre de 2025 ascendieron a 466.131, lo que representa un aumento del 60% en comparación con los 292.226 al 31 de diciembre de 2024. Como puede observarse, el principal aumento corresponde al segmento de fuentes renovables por un mayor cargo nominal en pesos de los ingresos por efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas denominadas en dólares, y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita, Parque Solar Malargüe I, Parque Solar Anchoris y Parque Solar San Rafael.

### Costo de Ventas

Concepto	31-Dic-2025	31-Dic-2024	Variación
Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(106.660)	(68.549)	56%
Energía eléctrica de fuentes renovables solares	(29.451)	(10.980)	168%
Energía eléctrica de fuentes convencionales	(41.867)	(26.275)	59%
Comercialización y transporte de gas natural	(3.314)	(1.992)	66%
<b>Total costo de ventas</b>	<b>(181.292)</b>	<b>(107.796)</b>	<b>68%</b>

El costo de ventas al 31 de diciembre de 2025 fue de 181.292, en comparación con los 107.796 al 31 de diciembre de 2024, lo cual representa un incremento del 68%. El aumento de costos se debe principalmente al aumento del cargo en pesos de las amortizaciones de Propiedad, planta y equipo por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados y un mayor cargo de los otros costos por efecto de la inflación y devaluación; además de los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita, Parque Solar Malargüe I, Parque Solar Anchoris y Parque Solar San Rafael.

## Análisis de la contribución marginal por segmento

### • Generación de Energía con Fuentes Renovables Eólicas y Solares

#### Descripción del segmento

El segmento de negocios de generación de energía eléctrica de fuentes renovables inició sus operaciones en el ejercicio 2012. Al 31 de diciembre de 2025 este segmento renovable cuenta con una capacidad instalada de 946 MW de energía eólica, y de 632 MW de energía solar, con la siguiente distribución:

Parque Eólico (Provincia)	Inicio operación comercial	MW potencia instalada	Tipo de contratación
PER I (Chubut)	Enero 2012	52	CAMMESA
PER II (Chubut)	Enero 2012	32	MATER
PER III (Chubut)	Diciembre 2017	25	MATER
PET (Chubut)	Agosto 2013 <sup>(1)</sup>	51	CAMMESA
PEM I (Chubut)	Noviembre 2018	71	CAMMESA
Villalonga I (Buenos Aires)	Diciembre 2018	52	CAMMESA
Chubut Norte I (Chubut)	Diciembre 2018	29	CAMMESA
Villalonga II (Buenos Aires)	Febrero 2019	3	MATER
Pomona I (Río Negro)	Julio 2019	101	CAMMESA
Pomona II (Río Negro)	Agosto 2019	12	MATER
PEM II (Chubut)	Septiembre 2019	151	CAMMESA
Necochea (Buenos Aires) <sup>(2)</sup>	Febrero 2020	38	CAMMESA
Chubut Norte III (Chubut) <sup>(2)</sup>	Febrero 2021	58	CAMMESA
Chubut Norte IV (Chubut) <sup>(2)</sup>	Febrero 2021	83	CAMMESA
Chubut Norte II (Chubut)	Marzo 2021	26	MATER
La Elbita (Buenos Aires)	Junio 2024 - Octubre 2024	162	MATER

Parque Solar (Provincia)	Inicio operación comercial	MW potencia instalada	Tipo de contratación
Ullum I (San Juan)	Diciembre 2018	25	CAMMESA
Ullum II (San Juan)	Diciembre 2018	25	CAMMESA
Ullum III (San Juan)	Diciembre 2018	32	CAMMESA
Sierras de Ullum (San Juan)	Enero - Marzo 2023	78	MATER
Tocota III (San Juan)	Diciembre 2023 - Febrero 2024	60	MATER
Malargüe I	Enero 2025	90	MATER
Anchoris	Junio - Agosto 2025	180	MATER
San Rafael	Diciembre 2025	142	MATER

(1) El 29 de agosto de 2017, la Compañía, adquirió de SIDELI S.A. el 100% del capital social de Isolux Corsán Energías Renovables S.A. ("ICERSA" actualmente Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U.). La transferencia efectiva de acciones y el pago de la compra se realizaron el 29 de noviembre de 2017.

(2) Corresponde a los parques eólicos de las empresas Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., en las cuales la sociedad posee una participación conjunta con Pan American Energy SL ("PAE"); y de la empresa Vientos de Necochea S.A., en la cual la sociedad posee una participación conjunta con Buenos Aires Energía S.A. (ex "Centrales de la Costa Atlántica S.A.").

A la fecha de los presentes estados financieros, la Compañía posee dos proyectos solares en construcción, ubicados en las provincias de Mendoza y San Juan: i) 180 MW correspondientes al proyecto parque solar "San Rafael" (quedan 30 MW pendientes a la fecha de los presentes estados financieros consolidados; y ii) 129 MW correspondientes al proyecto parque solar "San Juan Sur".

Análisis de la evolución del ejercicio

Durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables reflejó una contribución marginal de 261.185, representando el 89% de la utilidad bruta total de la Sociedad.

Concepto	31-Dic-2025	31-Dic-2024	Variación
Ingresos por ventas - Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	320.054	211.981	51%
Ingresos por ventas - Energía eléctrica de fuentes renovables solares	77.242	28.817	168%
Costo de ventas - Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(106.660)	(68.549)	56%
Costo de ventas - Energía eléctrica de fuentes renovables solares	(29.451)	(10.980)	168%
<b>Contribución Marginal</b>	<b>261.185</b>	<b>161.269</b>	<b>62%</b>

Los ingresos por generación eólica aumentaron un 51%, pasando de 211.981 al 31 de diciembre de 2024 a 320.054 al 31 de diciembre de 2025, y los ingresos por generación solar aumentaron un 168%, pasando de 28.817 al 31 de diciembre de 2024 a 77.242 al 31 de diciembre de 2025; fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en dólares y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita, Parque Solar Malargüe I y Parque Solar Anchoris; y representaron el 69% y 17% del total de ventas de la Sociedad.

El volumen de energía eólica generada alcanzó los 3.140 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025, en comparación con los 2.624 GWh generados durante el ejercicio 2024.

El volumen de energía solar generada alcanzó los 897 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025, en comparación con los 489 GWh generados durante el ejercicio 2024.

Los costos operativos por generación eólica y solar aumentaron un 56% y 168%, respectivamente, respecto al ejercicio anterior, principalmente por el aumento en pesos de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados; además de los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita, Parque Solar Malargüe I y Parque Solar Anchoris.

Al 31 de diciembre de 2025 los activos operativos relacionados con el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables registrados en el rubro Propiedad, planta y equipo ascendían a 1.335.941 en parques eólicos y 770.971 en parques solares; y las obras en curso ascendían a 11.487 en parques eólicos y 190.781 en parques solares.

- **Generación de Energía Eléctrica de Fuentes Convencionales**

Descripción del segmento

El segmento de negocios de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales inició sus operaciones en el ejercicio 2008.

Al cierre del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025 este segmento comprendía la operación de centrales térmicas con una potencia instalada total de 363 MW, con la siguiente distribución:

Central (Provincia)	Inicio operación comercial	MW potencia instalada	Tipo de contratación
Bragado II (Buenos Aires)	Febrero 2017	59	Resolución SEE 21/2016
Bragado III (Buenos Aires)	Mayo 2017	59	Resolución SEE 21/2016
Cruz Alta (Tucumán)	Enero 2002 / Enero 2003	245	Resolución SEE 826/2022

Las centrales térmicas de Bragado II y III brindan energía al SADI a través de la resolución de la SEE N° 21/2016. Por su parte, la central de Cruz Alta, a la fecha de los presentes estados financieros consolidados se encuentra operando bajo la resolución de la SEE 826/2022. Dichas centrales se denominan de pico, lo que implica que el principal ingreso consta de la potencia puesta a disposición (PPAD), y de los contratos prevén una remuneración por generación basada en un costo variable de producción más combustible.

#### Análisis de la evolución del ejercicio

Durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales reflejó una contribución marginal de 26.410, representando el 9% de la utilidad bruta total de la Sociedad. La contribución marginal del segmento fue un 53% superior al 31 de diciembre de 2024. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas dolarizadas.

Concepto	31-Dic-2025	31-Dic-2024	Variación
Ingresos por ventas - Energía eléctrica de fuentes convencionales	60.346	43.490	39%
Costos de ventas - Energía eléctrica de fuentes convencionales	(41.867)	(26.275)	59%
<b>Contribución Marginal</b>	<b>18.479</b>	<b>17.215</b>	<b>7%</b>

Los ingresos por ventas del segmento reflejan un aumento del 39% en 2025 respecto del 2024 y representaron el 13% del total de ventas de la Sociedad. Esta variación se explica por el efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas dolarizadas.

Los costos de ventas del segmento al 31 de diciembre de 2025 fueron de 41.867, resultando en un aumento del 59% respecto de los 26.275 correspondientes al ejercicio 2024, debido principalmente al aumento en pesos de las amortizaciones de Propiedad, planta y equipo por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Al 31 de diciembre de 2025 los activos operativos relacionados con el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales registrados en el rubro Propiedad, planta y equipo ascendían a 117.166.

- **Comercialización de Gas Natural y Capacidad de Transporte de Gas Natural**

La operación del segmento se conforma por: i) la comercialización, por medio de contratos de largo plazo con clientes industriales de primer nivel, de 165.000 m3 por día de capacidad de transporte en firme de gas natural obtenida en el marco de las obras de ampliación del gasoducto Gral. San Martín de TGS que fueran desarrolladas por la Compañía en 2008; ii) la gestión de compra de gas natural realizada por cuenta y orden de terceros; y iii) la compra de gas natural y capacidad de transporte de gas natural para su reventa.

La contribución marginal del segmento representó en el ejercicio 2025 un 1% del total de la utilidad bruta consolidada de la Sociedad, ubicándose en 1.911, en comparación con los 2.270 registrados durante el ejercicio 2024, mostrando una disminución del 16%.

Concepto	31-Dic-2025	31-Dic-2024	Variación
Ingresos por ventas - Comercialización y transporte de gas natural	5.225	4.262	23%
Costos de ventas - Comercialización y transporte de gas natural	(3.314)	(1.992)	66%
<b>Contribución Marginal</b>	<b>1.911</b>	<b>2.270</b>	<b>-16%</b>

- **Gastos de Comercialización**

Los gastos de comercialización aumentaron un 61%, pasando de 3.115 en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a 5.025 al 31 de diciembre de 2025. Las causas del mencionado aumento corresponden principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio y al aumento de los impuestos tasas y contribuciones por mayores ventas.

- **Gastos de Administración**

Los gastos administrativos aumentaron un 57%, pasando de 26.270 en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a 41.333 al 31 de diciembre de 2025. Dicha variación corresponde principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales y de los costos de los asesores externos en consonancia con la inflación del ejercicio.

- **Otros Ingresos (Egresos), netos**

Los otros ingresos (egresos), netos ascendieron a 20.670 pérdida al 31 de diciembre de 2025 reflejando una variación del 721% con respecto a los otros ingresos (egresos), netos por 3.328 ganancia del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Al 31 de diciembre de 2025, los otros (egresos) ingresos, netos incluyen principalmente la ganancia por la venta de los equipos de generación por 1.402, pérdida por baja de propiedad, planta y equipo por 18.469 correspondiente a los efectos económicos del evento climático en los parques solares de Sierras de Ullum y recupero de seguros por 6.141. Al 31 de diciembre de 2024 los otros egresos incluyen principalmente el impacto contable del reconocimiento del desistimiento de la prioridad de despacho comunicado a CAMMESA que asciende a 12.582 y el resultado de la venta por los equipos de generación asociados a la Central Térmica de Las Armas y Concepción del Uruguay, Paraná, Matheu y Olavarría por 18.813. El impuesto a los débitos y créditos bancarios ascendió a 7.501 y 2.896 al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

- **Deterioro de activos financieros**

Al 31 de diciembre de 2024 se reconoció un deterioro de activos por 4.682 debido a que las transacciones económicas de diciembre 2023 y enero 2024 con CAMMESA fueron cobradas mediante la entrega de títulos públicos (BONO USD 2038 L.A.), ver Nota 10 situación con CAMMESA para mayor detalle. No se han reconocido pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2025.

- **Resultados Financieros**

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron negativos en 35.557, respecto de los 13.427 positivos en el ejercicio anterior, lo que representa una variación del 572% según la siguiente apertura:

Concepto	31-Dic-2025	31-Dic-2024	Variación
<b>Ingresos financieros:</b>			
Intereses y otros	7.300	10.576	-31%
Intereses comerciales	1.043	3.930	-73%
	<b>8.343</b>	<b>14.506</b>	<b>-42%</b>
<b>Costos financieros</b>			
Intereses	(112.973)	(47.318)	139%
Diversos	(5.942)	(7.043)	-16%
	<b>(118.915)</b>	<b>(54.361)</b>	<b>119%</b>
<b>Otros ingresos (egresos) financieros, netos</b>			
Resultados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	4.293	31.184	-86%
Diferencias de cambio, netas	67.594	18.905	258%
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	2.676	3.193	-16%
	<b>74.563</b>	<b>53.282</b>	<b>40%</b>
<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(36.009)</b>	<b>13.427</b>	<b>-368%</b>

El cargo por diferencia de cambio se situó en 67.594 en comparación con los 18.905 del ejercicio anterior. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la devaluación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de 41% y 28%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de AR\$ 1.455 y AR\$ 1.032, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de AR\$ 1.243,26 y AR\$ 915,25, respectivamente. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CAMMESA son liquidados en pesos al tipo de cambio vigente al vencimiento teórico de la liquidación de venta a pesar que los contratos de suministro firmados con dichas entidades presentan tarifas dolarizadas y que en los mismos existen mecanismos previstos por los cuales la Compañía mantiene el derecho de percibir un ajuste por la diferencia de cambio producida por la evolución del tipo de cambio utilizado para la facturación hasta el momento de la efectiva cobranza.

- **Impuesto a las ganancias**

El cargo por impuesto a las ganancias al 31 de diciembre de 2025 asciende a una pérdida de 54.535 millones en comparación con la pérdida de 114.839 en 2024. La variación corresponde principalmente a: i) al efecto del ajuste fiscal en el poder

adquisitivo de la moneda, y ii) a diferencia de conversión, que se encuentran relacionadas principalmente con el impacto en cada ejercicio de la devaluación y del ajuste por inflación impositivo. Cabe mencionar que la devaluación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de 41% y 28%, respectivamente; mientras que la inflación de esos mismos ejercicios fue de 31,5% y 117%, respectivamente.

- **Liquidez**

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía presenta un capital de trabajo negativo de 170.827. Esta situación se debe principalmente a la porción de corto plazo de las obligaciones financieras y compromisos contractuales para la construcción de nuevos parques renovables que se llevaron a cabo durante los últimos años. En relación con los compromisos financieros, las obligaciones de corto plazo están principalmente asociadas a las Obligaciones Negociables emitidas en el mercado de capitales local, así como los pasivos vinculados al desarrollo de los nuevos proyectos de la Compañía conforme se describe en los párrafos siguientes.

Adicionalmente, al cierre de los presentes estados financieros consolidados la Compañía posee un pasivo impositivo incierto por el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias de 212.379 al 31 de diciembre de 2025, registrada como impuesto a las ganancias a pagar.

En 2024, la Compañía inició la construcción de los proyectos solares Malargüe I (anteriormente conocido como Los Molles) y Anchoris, los cuales, a la fecha de los presentes estados financieros consolidados, ya cuentan con la habilitación comercial. La inversión total estimada de los proyectos solares Malargüe I y Anchoris ascendió a aproximadamente US\$ 250 millones, habiéndose erogado US\$ 207 millones al 31 de diciembre de 2025. Adicionalmente, la Compañía realizó un plan de mejora en el parque eólico Trelew, habiéndose invertido aproximadamente US\$ 26 millones al 31 de diciembre de 2025. Esta mejora en Trelew se financió con nueva deuda y con flujos de efectivo generados internamente. El financiamiento de los nuevos parques solares y del plan de mejora en Trelew fue totalmente asegurado a través de instrumentos financieros del mercado de capitales y de préstamos otorgados por bancos de desarrollo y entidades financieras comerciales locales.

En 2025, la Compañía inició la construcción de los proyectos solares San Rafael, San Juan Sur, Lincoln y Junín y el proyecto de almacenamiento de energía Maschwitz, estimándose la etapa de construcción en 2025 y 2026. El capital estimado de los proyectos solares y la batería asciende a US\$ 365 millones, habiéndose erogado US\$ 126 millones al 31 de diciembre de 2025. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, la Compañía ha recibido los fondos de obligaciones negociables por un monto total de US\$ 28 millones, se han firmado préstamos con bancos locales por US\$ 64 millones y el monto restante de US\$ 273 millones para cubrir el total de la inversión de los dos proyectos solares y de almacenamiento de energía se financiará con nueva deuda (préstamo con el banco de desarrollo del BID) y/o flujo de generación de caja.

La información descriptiva de los proyectos solares Malargüe I, Anchoris, San Rafael, San Juan Sur, Lincoln, Junín y el proyecto de almacenamiento de energía Maschwitz se encuentra disponible en los presentes estados financieros.

Al respecto, cabe mencionar que, en línea con las proyecciones financieras, el Directorio y la Gerencia de la Compañía consideran que el capital de trabajo negativo es inherente al negocio de la Compañía en tanto continúe con el desarrollo de los nuevos proyectos y se revertirá, entre otros, con financiamiento en el mercado nacional e internacional y los flujos de caja de los proyectos inaugurados desde 2018 a la fecha de publicación de los presentes estados financieros consolidados, que suman una capacidad instalada de 1.427 MW.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía contaba con líneas de crédito bancarias no comprometidas de aproximadamente US\$ 520 millones, disponibles para respaldar futuras necesidades de capital de trabajo.

La variación de fondos netos del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 resultó en un aumento de fondos de 355.394 en comparación con el aumento de 31.076 de 2024.

Los fondos netos generados por las operaciones al 31 de diciembre de 2025 alcanzaron los 305.830, en comparación con los 244.771 generados durante el ejercicio de 2024, debido principalmente a una mayor utilidad neta del ejercicio, un menor

cargo por impuesto a las ganancias y mayores cargos de depreciación y amortizaciones e intereses perdidos que no consumieron fondos operativos durante el 2025.

El efectivo neto aplicado por las actividades de inversión al 31 de diciembre de 2025 alcanzó los 343.768, en comparación con los 226.758 aplicados en 2024. El efectivo aplicado en el ejercicio 2025 corresponde principalmente a la adquisición de Propiedad, planta y equipo. La variación se encuentra asociada al grado de avance y tamaño de los proyectos desarrollados. En el 2025 la Sociedad se encontraba desarrollando la construcción del parque solar Anchoris que se encuentra operativo desde agosto de 2025, parque solar San Rafael que alcanzó habilitación comercial parcial en diciembre de 2025 y los parques solares San Juan Sur, Lincoln y Junín; mientras que en el 2024 incluía inversiones vinculadas al parque solar Malargüe y el comienzo de parque solar Anchoris y parque solar San Rafael.

Los fondos netos generados por las actividades de financiación en el ejercicio 2025 totalizan 361.207, en comparación con los 724 aplicados en el ejercicio 2024. Los fondos generados durante el 2025 reflejan principalmente: i) la emisión de las obligaciones negociables Clase XLVIII y XLIX; ii) desembolsos de préstamo corporativo FINDEV/FMO/PROPARCO e ICBC para financiar proyectos en marcha; iii) a la cancelación total de las obligaciones negociables Clase XL y XXXI y de diversos préstamos y descubiertos bancarios y; iv) a la cancelación parcial de los Project Finance;

El total de deuda financiera al 31 de diciembre de 2025 es de 1.701.653 incluyendo las obligaciones negociables públicas, deuda bancaria y operaciones de leasing. Del total de la deuda al 31 de diciembre de 2025, 295.771 corresponden al corto plazo y 1.405.882 al largo plazo. Casi el 100% de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2025 ha sido emitida en Dólares. Esta composición de deuda en Dólares está en línea con los ingresos de la Compañía que en su gran mayoría responden a contratos de largo plazo denominados en Dólares.



Francisco Sersale  
Director autorizado

## 2. Síntesis de la Estructura Patrimonial Consolidada Comparativa

Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	31-Dic-2025	31-Dic-2024	31-Dic-2023	31-Dic-2022	31-Dic-2021
<b>Activo</b>					
Activo corriente	738.457	310.505	184.257	41.816	31.796
Activo no corriente	2.594.679	1.608.049	1.087.545	207.210	114.935
<b>Total del activo</b>	<b>3.333.136</b>	<b>1.918.554</b>	<b>1.271.802</b>	<b>249.026</b>	<b>146.731</b>
<b>Pasivo</b>					
Pasivo corriente	909.284	544.337	250.864	55.962	30.954
Pasivo no corriente	1.663.081	930.914	719.210	138.064	93.289
<b>Total del pasivo</b>	<b>2.572.365</b>	<b>1.475.251</b>	<b>970.074</b>	<b>194.026</b>	<b>124.243</b>
Atribuible a los propietarios de la controladora	760.771	443.303	301.728	55.000	22.488
<b>Total del patrimonio</b>	<b>760.771</b>	<b>443.303</b>	<b>301.728</b>	<b>55.000</b>	<b>22.488</b>
<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>3.333.136</b>	<b>1.918.554</b>	<b>1.271.802</b>	<b>249.026</b>	<b>146.731</b>

Firmado a efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2026  
Deloitte & Co. S.A.  
C.P.C.E.P.B.A. N° 1 - F° 13 Leg. N° 13

**Cristian G. Rapetti**

Socio

Contador Público (UBA)  
C.P.C.E.P.B.A. T° 185 - F° 89  
Legajo N° 48155/6

**Francisco Sorsale**  
Director autorizado

### 3. Síntesis de la Estructura de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidada Comparativa

Estados de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	31-Dic-2025	31-Dic-2024	31-Dic-2023	31-Dic-2022	31-Dic-2021
Ingresos por ventas	466.131	292.226	95.922	37.856	26.664
Costo de ventas	(181.292)	(107.796)	(33.297)	(14.293)	(9.541)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>284.839</b>	<b>184.430</b>	<b>62.625</b>	<b>23.563</b>	<b>17.123</b>
Gastos de comercialización	(5.025)	(3.115)	(1.182)	(409)	(269)
Gastos de administración	(41.333)	(26.270)	(11.447)	(2.662)	(1.266)
Otros ingresos (egresos), netos	(20.670)	3.328	(1.123)	(353)	(52)
Deterioro de activos financieros	-	(4.682)	-	-	-
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	(1.020)	(3.587)	1.727	909	(943)
Resultados financieros, netos	(36.009)	13.427	(12.173)	(7.758)	(8.959)
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>180.782</b>	<b>163.531</b>	<b>38.427</b>	<b>13.290</b>	<b>5.634</b>
Impuesto a las ganancias	(54.535)	(114.839)	(1.928)	(549)	(10.317)
<b>Utilidad (pérdida) neta del ejercicio</b>	<b>126.247</b>	<b>48.692</b>	<b>36.499</b>	<b>12.741</b>	<b>(4.683)</b>
<b>Otros resultados integrales</b>					
Diferencia de cambio por conversión	191.221	92.883	210.229	19.771	4.996
<b>Total de otros resultados integrales</b>	<b>191.221</b>	<b>92.883</b>	<b>210.229</b>	<b>19.771</b>	<b>4.996</b>
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>	<b>317.468</b>	<b>141.575</b>	<b>246.728</b>	<b>32.512</b>	<b>313</b>
<b>Utilidad (pérdida) neta atribuible a:</b>					
Propietarios de la controladora	126.247	48.692	36.499	12.741	(4.683)
<b>Total utilidad (pérdida) neta del ejercicio</b>	<b>126.247</b>	<b>48.692</b>	<b>36.499</b>	<b>12.741</b>	<b>(4.683)</b>
<b>Resultado integral total atribuible a:</b>					
Propietarios de la controladora	317.468	141.575	246.728	32.512	313
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>	<b>317.468</b>	<b>141.575</b>	<b>246.728</b>	<b>32.512</b>	<b>313</b>

Firmado a efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2026  
Deloitte & Co. S.A.  
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg. N° 13

**Cristian G. Rapetti**  
Socio

Contador Público (UBA)  
C.P.C.E.P.B.A. T° 185 - F° 89  
Legajo N° 48155/6

  
**Francisco Sersale**  
Director autorizado

#### 4. Síntesis de la Estructura del Flujo de Efectivo Consolidada Comparativa

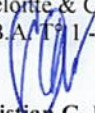
Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31-Dic-2025</u>	<u>31-Dic-2024</u>	<u>31-Dic-2023</u>	<u>31-Dic-2022</u>	<u>31-Dic-2021</u>
Fondos generados por las actividades operativas	305.830	244.771	68.218	28.855	15.609
Fondos (aplicados a) las actividades de inversión	(343.768)	(226.758)	(56.028)	(18.750)	1.493
Fondos generados por (aplicados a) las actividades de financiación	361.207	(724)	2.936	(16.653)	(2.903)
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo	32.125	13.787	52.682	3.558	615
<b>Total de fondos generados (aplicados) durante el ejercicio</b>	<b>355.394</b>	<b>31.076</b>	<b>67.808</b>	<b>(2.990)</b>	<b>14.814</b>

Firmado a efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2026

Deloitte & Co. S.A.  
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13

  
**Cristian G. Rapetti**  
Socio

Contador Público (UBA)  
C.P.C.E.P.B.A. T° 185 - F° 89  
Legajo N° 48155/6


  
**Francisco Sersale**  
Director autorizado

## 5. Datos Estadísticos (Información no cubierta por el informe de revisión limitada de los auditores independientes)

	Unidad de Medida	31-Dic-2025	31-Dic-2024	31-Dic-2023	31-Dic-2022	31-Dic-2021
<b>CENTRALES TÉRMICAS</b>						
<b>Energía generada</b>	MW/h	154.648	241.643	347.023	276.864	303.612
CT Las Armas	MW/h	-	-	-	-	964
CT Matheu	MW/h	-	-	-	-	-
CT Olavarría	MW/h	-	-	-	-	-
CT Paraná	MW/h	-	-	-	-	-
CT Concepción del Uruguay	MW/h	-	-	-	-	-
CT Bragado	MW/h	93.254	136.410	274.357	256.180	289.266
CT Cruz Alta	MW/h	61.394	105.233	72.666	20.684	13.382
<b>Potencia puesta a disposición</b>	MW	363	363	363	363	363
CT Las Armas	MW	-	-	-	-	-
CT Matheu	MW	-	-	-	-	-
CT Olavarría	MW	-	-	-	-	-
CT Paraná	MW	-	-	-	-	-
CT Concepción del Uruguay	MW	-	-	-	-	-
CT Bragado	MW	118	118	118	118	118
CT Cruz Alta	MW	245	245	245	245	245
<b>Volumen de Energía Despachada</b>	MW	154.648	241.643	347.023	276.864	303.612
Gas Natural	MW	154.313	240.097	328.992	262.155	261.846
Gas Oil	MW	335	1.546	18.031	14.709	41.766
<b>PARQUES EÓLICOS</b>						
<b>Energía generada</b>	MW/h	3.139.604	2.624.016	2.381.547	2.439.319	2.313.715
PE Rawson	MW/h	389.926	372.676	382.252	377.909	368.509
PE Trelew	MW/h	188.549	127.181	154.363	150.090	143.786
PE Madryn	MW/h	955.076	937.077	946.151	951.575	927.112
PE Chubut Norte I	MW/h	127.135	126.056	131.444	128.955	125.794
PE Chubut Norte II	MW/h	97.860	89.353	84.959	98.561	88.491
PE Villalonga I	MW/h	231.945	221.291	224.837	246.607	231.482
PE Villalonga II	MW/h	15.555	14.289	15.406	16.159	15.193
PE Pomona I	MW/h	394.557	377.244	392.758	416.544	366.704
PE Pomona II	MW/h	48.395	45.577	49.377	52.919	46.644
PE La Elbita	MW/h	690.606	313.272	-	-	-
<b>Potencia puesta a disposición</b>	MW	767	758	605	605	605
PE Rawson	MW	109	109	109	109	109
PE Trelew	MW	51	51	51	51	51
PE Madryn	MW	222	222	222	222	222
PE Chubut Norte I	MW	29	29	29	29	29
PE Chubut Norte II	MW	26	26	26	26	26
PE Villalonga I	MW	52	52	52	52	52
PE Villalonga II	MW	3	3	3	3	3
PE Pomona I	MW	101	101	101	101	101
PE Pomona II	MW	12	12	12	12	12
PE La Elbita	MW	162	153	-	-	-

	Unidad de Medida	31-Dic-2025	31-Dic-2024	31-Dic-2023	31-Dic-2022	31-Dic-2021
<b>PARQUES SOLARES</b>						
<b>Energía generada</b>	<b>MW/h</b>	<b>897.386</b>	<b>488.594</b>	<b>356.256</b>	<b>209.434</b>	<b>203.855</b>
Ullum Solar 1	MW/h	57.987	62.479	61.164	62.547	61.439
Ullum Solar 2	MW/h	58.559	62.643	63.108	64.373	62.890
Ullum Solar 3	MW/h	74.951	79.329	79.565	82.514	79.526
Sierras de Ullum	MW/h	146.124	186.305	152.368	-	-
Tocota III	MW/h	110.118	97.838	51	-	-
Malargüe I	MW/h	233.401	-	-	-	-
San Rafael	MW/h	11.223	-	-	-	-
Anchoris	MW/h	205.024	-	-	-	-
<b>Potencia puesta a disposición</b>	<b>MW</b>	<b>632</b>	<b>220</b>	<b>182</b>	<b>82</b>	<b>82</b>
Ullum Solar 1	MW	25	25	25	25	25
Ullum Solar 2	MW	25	25	25	25	25
Ullum Solar 3	MW	32	32	32	32	32
Sierras de Ullum	MW	78	78	78	-	-
Tocota III	MW	60	60	22	-	-
Malargüe I	MW	90	-	-	-	-
San Rafael	MW	142	-	-	-	-
Anchoris	MW	180	-	-	-	-
<b>COMERCIALIZACIÓN DE GAS Y TRANSPORTE</b>						
Ventas totales de gas natural	M3	260.864.504	291.606.011	281.234.615	225.438.301	166.253.337
Ventas totales de transporte	M3	165.328.045	164.381.430	181.743.045	187.526.694	182.005.452
<b>PARQUES EÓLICOS</b>						
<b>Sociedades no controlantes:</b>						
<b>Energía generada</b>	<b>MW/h</b>	<b>781.866</b>	<b>787.194</b>	<b>758.067</b>	<b>775.842</b>	<b>687.008</b>
PE Necochea <sup>(1)</sup>	MW/h	151.524	151.747	154.991	151.304	157.897
PE Chubut Norte III <sup>(1)</sup>	MW/h	252.736	242.234	219.460	246.622	210.527
PE Chubut Norte IV <sup>(1)</sup>	MW/h	377.606	393.213	383.616	377.916	318.584
<b>Potencia puesta a disposición</b>	<b>MW</b>	<b>179</b>	<b>179</b>	<b>179</b>	<b>179</b>	<b>179</b>
PE Necochea <sup>(1)</sup>	MW	38	38	38	38	38
PE Chubut Norte III <sup>(1)</sup>	MW	58	58	58	58	58
PE Chubut Norte IV <sup>(1)</sup>	MW	83	83	83	83	83

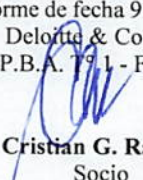
(1) Corresponde a los parques eólicos de las empresas Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., en las cuales la sociedad posee una participación conjunta con Pan American Energy SL ("PAE"); y de la empresa Vientos de Necochea S.A., en la cual la sociedad posee una participación conjunta con Buenos Aires Energía S.A. (ex "Centrales de la Costa Atlántica S.A.").

  
Francisco Sersale  
Director autorizado

## 6. Índices

	31-Dic-2025	31-Dic-2024	31-Dic-2023	31-Dic-2022	31-Dic-2021
LIQUIDEZ CORRIENTE (activo corriente / pasivo corriente)	0,81	0,57	0,73	0,75	1,03
SOLVENCIA (patrimonio neto / pasivo total)	0,30	0,30	0,31	0,28	0,18
INMOVILIZADO DEL CAPITAL (activo no corriente / activo total)	0,78	0,84	0,86	0,83	0,78
RENTABILIDAD (resultado del ejercicio/patrimonio promedio)	0,21	0,13	0,20	0,33	(0,21)

Firmado a efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2026  
Deloitte & Co. S.A.  
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13

  
**Cristian G. Rapetti**  
Socio  
Contador Público (UBA)  
C.P.C.E.P.B.A. T° 185 - F° 89  
Legajo N° 48155/6

  
**Francisco Sersale**  
Director autorizado

## 7. Perspectivas (Información no cubierta por el informe de los auditores independientes)

El Directorio, la Gerencia General y el Management continúan trabajando con el objetivo de mantener el liderazgo de la Compañía en materia de generación de energías eléctrica renovable.

Durante el año 2026, se anticipa que la coyuntura macroeconómica continuará orientándose hacia la normalización y expansión de la economía, sin embargo la inflación podría continuar alta. No obstante, para el año en curso se tiene el firme objetivo de finalizar la construcción de nuestro parque solar San Rafael que, a la fecha de los presentes estados financieros, ya cuenta con la habilitación comercial parcial por su potencia nominal total de 150 MW, estimando la habilitación de los 30 MW restantes durante el primer trimestre de 2026. Asimismo, se continuará con la construcción del proyecto solar San Juan Sur de 129 MW que tiene previsto una habilitación comercial en el segundo semestre de 2026, y los parques solares Lincoln y Junín de 20 MW cada uno cuyas habilitaciones comerciales se prevén para el segundo trimestre del 2026. Adicionalmente, la Compañía continuará analizando oportunidades de crecimiento para proveer energía renovable a grandes usuarios del mercado eléctrico bajo el marco regulatorio del MATER (Mercado a Término de Energías Renovables).

El Directorio ratifica de esta manera su compromiso en atender las necesidades de la matriz energética argentina desarrollando negocios preferentemente orientado a la generación de energía renovable no convencional y en el desarrollo de las capacidades del capital humano de la compañía de manera de orientar un crecimiento acorde a las posibilidades de acceso al capital y a las posibilidades de contar con financiamiento externo.

De esta manera, el Directorio y la Gerencia General ratifican que el principal activo de la Compañía es su capital humano, clave para alcanzar los objetivos propuestos, generar valor para sus accionistas y lograr la excelencia en los procesos. Todo esto fortaleciendo las relaciones con clientes y proveedores en un marco de calidad, profesionalidad y preservando el prestigio construido con los años.



Francisco Sersale  
Director autorizado