

**GENNEIA S.A.**

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

Ejercicio Económico N° 34 iniciado el 1° de enero de 2024

**Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2024**

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 7, 2025.

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

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<b>31-Dic-2024</b>	<b>31-Dic-2023</b>	<b>Variación</b>
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>292.226</b>	<b>95.922</b>	<b>196.304</b>
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	211.981	69.336	142.645
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	28.817	7.683	21.134
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	43.490	15.195	28.295
Comercialización y transporte de gas	4.262	2.564	1.698
Otros ingresos diversos	3.676	1.144	2.532
<b>Costo de ventas</b>	<b>(107.796)</b>	<b>(33.297)</b>	<b>(74.499)</b>
Gastos operativos	(51.761)	(15.894)	(35.867)
Depreciación y amortización	(56.035)	(17.403)	(38.632)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>184.430</b>	<b>62.625</b>	<b>121.805</b>
Gastos de comercialización	(3.115)	(1.182)	(1.933)
Gastos de administración	(26.270)	(11.447)	(14.823)
Otros ingresos (egresos), netos	3.328	(1.123)	4.451
Deterioro de activos financieros	(4.682)	-	(4.682)
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	(3.587)	1.727	(5.314)
Resultados financieros, netos	13.427	(12.173)	25.600
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>163.531</b>	<b>38.427</b>	<b>125.104</b>
Impuesto a las ganancias	(114.839)	(1.928)	(112.911)
<b>Utilidad neta del ejercicio</b>	<b>48.692</b>	<b>36.499</b>	<b>12.193</b>
<b>Otros resultados integrales</b>			
Diferencia de cambio por conversión	92.883	210.229	(117.346)
<b>Total de otros resultados integrales</b>	<b>92.883</b>	<b>210.229</b>	<b>(117.346)</b>
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>	<b>141.575</b>	<b>246.728</b>	<b>(105.153)</b>
<b>Utilidad neta atribuible a:</b>			
Propietarios de la controladora	48.692	36.499	12.193
<b>Total utilidad neta del ejercicio</b>	<b>48.692</b>	<b>36.499</b>	<b>12.193</b>
<b>Resultado integral total atribuible a:</b>			
Propietarios de la controladora	141.575	246.728	(105.153)
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>	<b>141.575</b>	<b>246.728</b>	<b>(105.153)</b>

## Síntesis

El resultado neto antes de impuesto a las ganancias refleja una ganancia de 163.531, mostrando una variación interanual positiva de 125.104 en comparación con la ganancia del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023 de 38.427.

La utilidad bruta del ejercicio de 184.430 es 194% superior a la utilidad bruta del ejercicio anterior que ascendía a 62.625. 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 Solar Sierras de Ullum, Parque Solar Tocota III y Parque Eólico La Elbita. El margen bruto (utilidad bruta dividida por ventas) fue del 63% y 65% en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente.

## Ingresos por Ventas

Concepto	31-Dic-2024	31-Dic-2023	Variación
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	211.981	69.336	206%
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	28.817	7.683	275%
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	43.490	15.195	186%
Ingresos por comercialización y transporte de gas	4.262	2.564	66%
Otros ingresos diversos	3.676	1.144	221%
<b>Total ingresos por ventas</b>	<b>292.226</b>	<b>95.922</b>	<b>205%</b>

Las ventas al 31 de diciembre de 2024 ascendieron a 292.226, lo que representa un aumento del 205% en comparación con los 95.922 al 31 de diciembre de 2023. 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 Solar Sierras de Ullum, Parque Solar Tocota III y Parque Eólico La Elbita.

## Costo de Ventas

Concepto	31-Dic-2024	31-Dic-2023	Variación
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(68.549)	(20.433)	235%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares	(10.980)	(2.862)	284%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(23.871)	(8.786)	172%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	(362)	(657)	-45%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(2.404)	(350)	587%
Compras para comercialización y transporte de gas	(1.630)	(209)	680%
<b>Total costo de ventas</b>	<b>(107.796)</b>	<b>(33.297)</b>	<b>224%</b>

El costo de ventas al 31 de diciembre de 2024 fue de 107.796, en comparación con los 33.297 al 31 de diciembre de 2023, lo cual representa un incremento del 224%. El aumento de costos se debe principalmente al aumento del cargo en pesos de las amortizaciones de bienes de uso 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 Solar Sierras de Ullum, Parque Solar Tocota III y Parque Eólico La Elbita.

### 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 2024 este segmento renovable cuenta con una capacidad instalada de 946 MW de energía eólica, y de 220 MW de energía solar, con la siguiente distribución:

Parque Eólico (Provincia)	Inicio operación comercial	MW potencia instalada	Tipo de contratación
PER I & II (Chubut)	Enero 2012	84	CAMMESA
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

(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 Centrales de la Costa Atlántica S.A.

A la fecha de los presentes estados financieros, la Compañía posee dos proyectos solares en construcción, ambos ubicados en la provincia de Mendoza: i) 180 MW correspondientes al proyecto parque solar "Anchoris"; y ii) 150 MW correspondientes al proyecto parque solar "San Rafael". Además, en enero 2025, la compañía obtuvo la habilitación comercial del parque solar Malargüe I (90 MW), incrementando la capacidad instalada de 220 MW al 31 de diciembre de 2024 a 310 MW.

### Análisis de la evolución del ejercicio

Durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables reflejó una contribución marginal de 161.269, representando el 87% de la utilidad bruta total de la Sociedad.

Concepto	31-Dic-2024	31-Dic-2023	Variación
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	211.981	69.336	206%
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	28.817	7.683	275%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(68.549)	(20.433)	235%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares	(10.980)	(2.862)	284%
<b>Contribución Marginal</b>	<b>161.269</b>	<b>53.724</b>	<b>200%</b>

Los ingresos por generación eólica aumentaron un 206%, pasando de 69.336 al 31 de diciembre de 2023 a 211.981 al 31 de diciembre de 2024, y los ingresos por generación solar aumentaron un 275%, pasando de 7.683 al 31 de diciembre de 2023 a 28.817 al 31 de diciembre de 2024; fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en dólares y por la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum, Parque Solar Tocota III y Parque Eólico La Elbita; y representaron el 73% y 10% del total de ventas de la Sociedad.

El volumen de energía eólica generada alcanzó los 2.624 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, en comparación con los 2.382 GWh generados durante el ejercicio 2023.

El volumen de energía solar generada alcanzó los 489 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, en comparación con los 356 GWh generados durante el ejercicio 2023.

Los costos operativos por generación eólica y solar aumentaron un 235% y 284%, respectivamente, respecto al ejercicio anterior, principalmente por el aumento en pesos de las amortizaciones de bienes de uso 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 Solar Sierras de Ullum, Parque Solar Tocota III y Parque Eólico La Elbita.

Al 31 de diciembre de 2024 los activos operativos relacionados con el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables registrados en el rubro bienes de uso ascendían a 959.528 en parques eólicos y 186.619 en parques solares; y las obras en curso ascendían a 6.279 en parques eólicos y 219.868 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 2024 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 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 2024, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales reflejó una contribución marginal de 17.215, representando el 9% de la utilidad bruta total de la Sociedad. La contribución marginal del segmento fue un 184% superior al 31 de diciembre de 2023. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas dolarizadas.

Concepto	31-Dic-2024	31-Dic-2023	Variación
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	43.490	15.195	186%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(23.871)	(8.786)	172%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(2.404)	(350)	587%
<b>Contribución Marginal</b>	<b>17.215</b>	<b>6.059</b>	<b>184%</b>

Las ventas del segmento reflejan un aumento del 186% en 2024 respecto del 2023 y representaron el 15% del total de ventas de la Sociedad. Esta variación se explica por el efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas dolarizadas.

Los costos operativos y los costos de compra de combustible y transporte al 31 de diciembre de 2024 fueron de 26.275, resultando en un aumento del 188% respecto de los 9.136 correspondientes al ejercicio 2023, debido principalmente al aumento en pesos de las amortizaciones de bienes de uso por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Al 31 de diciembre de 2024 los activos operativos relacionados con el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales registrados en el rubro bienes de uso ascendían a 89.475.

- **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 2024 un 1% del total de la utilidad bruta consolidada de la Sociedad, ubicándose en 2.270, en comparación con los 1.698 registrados durante el ejercicio 2023, mostrando un aumento del 34%.

Concepto	31-Dic-2024	31-Dic-2023	Variación
Ingresos por comercialización y transporte de gas natural	4.262	2.564	66%
Compras para comercialización y transporte de gas	(1.630)	(209)	680%
Costos operativos de comercialización y transporte de gas	(362)	(657)	-45%
<b>Contribución Marginal</b>	<b>2.270</b>	<b>1.698</b>	<b>34%</b>

- **Gastos de Comercialización**

Los gastos de comercialización aumentaron un 164%, pasando de 1.182 en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a 3.115 al 31 de diciembre de 2024. 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.

- **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 1 Situación con CAMMESA para mayor detalle.

- **Gastos de Administración**

Los gastos administrativos aumentaron un 129%, pasando de 11.447 en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a 26.270 al 31 de diciembre de 2024. 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 3.328 ganancia al 31 de diciembre de 2024 reflejando una variación del 93% con respecto a los otros ingresos (egresos), netos por 1.727 ganancia del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. 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 al 31 de diciembre de 2024. El impuesto a los débitos y créditos bancarios ascendió a 2.896 y 1.127 al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente.

- **Resultados Financieros**

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron positivos en 10.873, respecto de los 12.173 negativos en el ejercicio anterior, lo que representa una variación del 189% según la siguiente apertura:

Concepto	31-Dic-2024	31-Dic-2023	Variación
<b>Ingresos financieros</b>			
Intereses y otros	10.576	7.585	39%
Intereses comerciales	3.930	2.328	69%
	<b>14.506</b>	<b>9.913</b>	<b>46%</b>
<b>Costos financieros</b>			
Intereses	(47.318)	(15.889)	198%
Diversos	(7.043)	(1.318)	434%
	<b>(54.361)</b>	<b>(17.207)</b>	<b>216%</b>
Resultados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	31.184	7.533	314%
Diferencias de cambio, netas	18.905	(12.677)	-249%
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	3.193	265	1105%
<b>Resultados financieros netos</b>	<b>13.427</b>	<b>(12.173)</b>	<b>-210%</b>

El cargo por diferencia de cambio se situó en 18.905 en comparación con los (12.677) del ejercicio anterior. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la devaluación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de 28% y 356%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de AR\$ 1.032 y AR\$ 808,45, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de AR\$ 915,25 y AR\$ 293,06, 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 2024 asciende a una pérdida de 114.839 millones en comparación con la pérdida de 1.928 en 2023. 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 2024 y 2023 fue de 28% y 356%, respectivamente; mientras que la inflación de esos mismos ejercicios fue de 117% y 211%, respectivamente.

- **Liquidez**

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía presenta un capital de trabajo negativo de 231.982. 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 entre 2017 y 2024. En relación con los compromisos financieros, las obligaciones de corto plazo están principalmente vinculadas con la Obligación Negociable Global Serie XXXI, cuyo capital amortiza un 10% en cuotas semestrales y tiene vencimiento final en septiembre 2027 y 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 la Sociedad posee un pasivo con el ente fiscal por el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias calculada que forma parte de los motivos que generan el desbalance temporal de la ecuación económico-financiera de la Sociedad pero que no significa un impacto directo por su importe total en los flujos futuros de la misma.

Entre 2022 y 2024, la Compañía realizó inversiones por US\$ 350 millones en nuevos parques renovables, que ya cuentan con habilitación comercial, incluyendo los Parques Solares Sierras de Ullum, Tocota III y el Parque Eólico La Elbita. El financiamiento de estos proyectos se llevó a cabo mediante emisiones de obligaciones negociables, un préstamo internacional de bancos de desarrollo y flujo de caja generado.

Además, en 2024, la Compañía inició la construcción de los proyectos solares Malargüe I (anteriormente conocido como Los Molles) y Anchoris, estimándose la etapa de construcción en 2024 y 2025. El capital estimado de los proyectos solares Malargüe I y Anchoris asciende a US\$ 250 millones, habiéndose pagado US\$ 99 millones al 31 de diciembre 2024. Con respecto al financiamiento de ambos proyectos, a la fecha de publicación de los presentes estados financieros, se han recibido los fondos netos de obligaciones negociables por un monto total de US\$ 144 millones, se ha firmado un préstamo de largo plazo por US\$ 100 millones y el monto restante de US\$ 6 millones para cubrir el total de la inversión de los dos proyectos solares se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja. Asimismo, la compañía está realizando un plan de mejora en el parque eólico Trelew, el cual requerirá una inversión de US\$28 millones, habiéndose pagado US\$11 millones al 31 de diciembre 2024. Esta mejora en Trelew se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja.

En 2025, la Compañía iniciará la construcción del proyecto solar San Rafael, estimándose la etapa de construcción en 2025 y 2026. El capital estimado del proyecto solar San Rafael asciende a US\$150 millones, habiéndose pagado US\$10 millones al 31 de diciembre 2024. A la fecha de los presentes estados contables, la compañía ha recibido los fondos netos de obligaciones negociables por un monto total de US\$28 millones, mientras que el monto restante para cubrir el total de la inversión del proyecto se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja.

La información descriptiva de los proyectos solares Sierras de Ullum, Tocota III, Malargüe I, Anchoris y San Rafael y el proyecto eólico La Elbita se encuentra disponible en los presentes estados contables.

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, que suman una capacidad instalada de 1.097 MW.



La variación de fondos netos del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 resultó en un aumento de fondos de 31.076 en comparación con el aumento de 67.808 de 2023.

Los fondos netos generados por las operaciones al 31 de diciembre de 2024 alcanzaron los 244.771, en comparación con los 68.218 generados durante el ejercicio de 2023, debido principalmente a una mayor utilidad neta del impuesto a las ganancias y mayores cargos de depreciación y amortizaciones, intereses perdidos e impuesto a las ganancias que no consumieron fondos operativos durante el 2024.

El efectivo neto aplicado por las actividades de inversión al 31 de diciembre de 2024 alcanzó los 226.758, en comparación con los 56.028 aplicados en 2023. El efectivo aplicado en el ejercicio 2024 corresponde principalmente a la adquisición de bienes de uso. La variación se encuentra asociada al grado de avance y tamaño de los proyectos desarrollados. En el 2024 la Sociedad se encontraba desarrollando la construcción del parque solar Malargüe I (anteriormente conocido como Los Molles) que se encuentra operativo desde Enero 2025, y continua la construcción del parque solar Anchoris y parque solar San Rafael; mientras que en el 2023 incluía inversiones vinculadas al parque solar Sierras de Ullum.

Los fondos netos aplicados a las actividades de financiación en el ejercicio 2024 totalizan 724, en comparación con los 2.936 generados en el ejercicio 2023. Los fondos generados durante el 2024 reflejan principalmente: i) la emisión de las obligaciones negociables Clase XLIII, XLVI, XLVI y XLVII; ii) a la cancelación total del préstamo corporativo con KFW, de la obligación negociable Clase XXXIV y XXXV y de diversos préstamos y descubiertos bancarios; iii) a la cancelación parcial de la obligación negociable XXXI y de los Project Finance; y iv) se recibió el último desembolso del préstamo corporativo con FINDEV/PROPARCO para financiar los proyectos en marcha.

El total de préstamos al 31 de diciembre de 2024 es de 902.460 incluyendo las obligaciones negociables públicas, deuda bancaria y operaciones de leasing. Del total de la deuda al 31 de diciembre de 2024, 149.265 corresponden al corto plazo y 753.195 al largo plazo. El 98% de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2024 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.



César Rossi  
Presidente

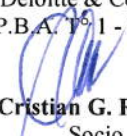
## 2. Síntesis de la Estructura Patrimonial Consolidada Comparativa

Estados Financieros Consolidados al 31 de Diciembre de 2024, 2023, 2022, 2021 y 2020.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	31-Dic-2024	31-Dic-2023	31-Dic-2022	31-Dic-2021	31-Dic-2020
<b>Activo</b>					
Activo corriente	310.505	184.257	41.816	31.796	18.504
Activo no corriente	1.608.049	1.087.545	207.210	114.935	99.799
<b>Total del activo</b>	<b>1.918.554</b>	<b>1.271.802</b>	<b>249.026</b>	<b>146.731</b>	<b>118.303</b>
<b>Pasivo</b>					
Pasivo corriente	544.337	250.864	55.962	30.954	14.456
Pasivo no corriente	930.914	719.210	138.064	93.289	81.672
<b>Total del pasivo</b>	<b>1.475.251</b>	<b>970.074</b>	<b>194.026</b>	<b>124.243</b>	<b>96.128</b>
Atribuible a los propietarios de la controladora	443.303	301.728	55.000	22.488	22.175
<b>Total del patrimonio</b>	<b>443.303</b>	<b>301.728</b>	<b>55.000</b>	<b>22.488</b>	<b>22.175</b>
<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>1.918.554</b>	<b>1.271.802</b>	<b>249.026</b>	<b>146.731</b>	<b>118.303</b>

Firmado a efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2025  
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

  
**César Rossi**  
Presidente

### 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 2024, 2023, 2022, 2021 y 2020.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	31-Dic-2024	31-Dic-2023	31-Dic-2022	31-Dic-2021	31-Dic-2020
Ingresos por ventas	292.226	95.922	37.856	26.664	21.635
Costo de ventas	(107.796)	(33.297)	(14.293)	(9.541)	(7.419)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>184.430</b>	<b>62.625</b>	<b>23.563</b>	<b>17.123</b>	<b>14.216</b>
Gastos de comercialización	(3.115)	(1.182)	(409)	(269)	(192)
Gastos de administración	(26.270)	(11.447)	(2.662)	(1.266)	(1.129)
Otros ingresos (egresos), netos	3.328	(1.123)	(353)	(52)	(188)
Deterioro de activos financieros	(4.682)	-	-	-	-
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	(3.587)	1.727	909	(943)	(1.262)
Resultados financieros, netos	13.427	(12.173)	(7.758)	(8.959)	(7.886)
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>163.531</b>	<b>38.427</b>	<b>13.290</b>	<b>5.634</b>	<b>3.559</b>
Impuesto a las ganancias	(114.839)	(1.928)	(549)	(10.317)	(1.930)
<b>Utilidad (pérdida) neta del ejercicio</b>	<b>48.692</b>	<b>36.499</b>	<b>12.741</b>	<b>(4.683)</b>	<b>1.629</b>
<b>Otros resultados integrales</b>					
Diferencia de cambio por conversión	92.883	210.229	19.771	4.996	6.221
<b>Total de otros resultados integrales</b>	<b>92.883</b>	<b>210.229</b>	<b>19.771</b>	<b>4.996</b>	<b>6.221</b>
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>	<b>141.575</b>	<b>246.728</b>	<b>32.512</b>	<b>313</b>	<b>7.850</b>
<b>Utilidad (pérdida) neta atribuible a:</b>					
Propietarios de la controladora	48.692	36.499	12.741	(4.683)	1.629
<b>Total utilidad (pérdida) neta del ejercicio</b>	<b>48.692</b>	<b>36.499</b>	<b>12.741</b>	<b>(4.683)</b>	<b>1.629</b>
<b>Resultado integral total atribuible a:</b>					
Propietarios de la controladora	141.575	246.728	32.512	313	7.850
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>	<b>141.575</b>	<b>246.728</b>	<b>32.512</b>	<b>313</b>	<b>7.850</b>

Firmado a efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2025

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

**César Rossi**  
Presidente


#### 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 2024, 2023, 2022, 2021 y 2020.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<b>31-Dic-2024</b>	<b>31-Dic-2023</b>	<b>31-Dic-2022</b>	<b>31-Dic-2021</b>	<b>31-Dic-2020</b>
Fondos generados por las actividades operativas	244.771	68.218	28.855	15.609	12.857
Fondos (aplicados a) las actividades de inversión	(226.758)	(56.028)	(18.750)	1.493	(7.005)
Fondos generados por (aplicados a) las actividades de financiación	(724)	2.936	(16.653)	(2.903)	(3.918)
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo	13.787	52.682	3.558	615	1.569
<b>Total de fondos generados (aplicados) durante el ejercicio</b>	<b>31.076</b>	<b>67.808</b>	<b>(2.990)</b>	<b>14.814</b>	<b>3.503</b>

Firmado a efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2025  
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

  
**César Rossi**  
Presidente

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

	Unidad de Medida	31-Dic-2024	31-Dic-2023	31-Dic-2022	31-Dic-2021	31-Dic-2020
<b>CENTRALES TÉRMICAS</b>						
<b>Energía generada</b>	<b>MW/h</b>	<b>241.643</b>	<b>347.023</b>	<b>276.864</b>	<b>303.612</b>	<b>467.785</b>
CT Las Armas	MW/h	-	-	-	964	105.171
CT Matheu	MW/h	-	-	-	-	9.121
CT Olavarría	MW/h	-	-	-	-	34.584
CT Paraná	MW/h	-	-	-	-	3.009
CT Concepción del Uruguay	MW/h	-	-	-	-	1.224
CT Bragado	MW/h	136.410	274.357	256.180	289.266	306.194
CT Cruz Alta	MW/h	105.233	72.666	20.684	13.382	8.482
<b>Potencia puesta a disposición</b>	<b>MW</b>	<b>363</b>	<b>363</b>	<b>363</b>	<b>363</b>	<b>606</b>
CT Las Armas	MW	-	-	-	-	25
CT Matheu	MW	-	-	-	-	42
CT Olavarría	MW	-	-	-	-	42
CT Paraná	MW	-	-	-	-	42
CT Concepción del Uruguay	MW	-	-	-	-	42
CT Bragado	MW	118	118	118	118	168
CT Cruz Alta	MW	245	245	245	245	245
<b>Volumen de Energía Despachada</b>	<b>MW</b>	<b>241.643</b>	<b>347.023</b>	<b>276.864</b>	<b>303.612</b>	<b>467.785</b>
Gas Natural	MW	240.097	328.992	262.155	261.846	447.967
Gas Oil	MW	1.546	18.031	14.709	41.766	19.818
<b>PARQUES EÓLICOS</b>						
<b>Energía generada</b>	<b>MW/h</b>	<b>2.624.016</b>	<b>2.381.547</b>	<b>2.439.319</b>	<b>2.313.715</b>	<b>2.402.221</b>
PE Rawson	MW/h	372.676	382.252	377.909	368.509	403.937
PE Trelew	MW/h	127.181	154.363	150.090	143.786	157.873
PE Madryn	MW/h	937.077	946.151	951.575	927.112	1.000.278
PE Chubut Norte I	MW/h	126.056	131.444	128.955	125.794	140.757
PE Chubut Norte II	MW/h	89.353	84.959	98.561	88.491	-
PE Villalonga I	MW/h	221.291	224.837	246.607	231.482	252.275
PE Villalonga II	MW/h	14.289	15.406	16.159	15.193	16.598
PE Pomona I	MW/h	377.244	392.758	416.544	366.704	389.611
PE Pomona II	MW/h	45.577	49.377	52.919	46.644	40.892
PE La Elbita	MW/h	313.272	-	-	-	-
<b>Potencia puesta a disposición</b>	<b>MW</b>	<b>758</b>	<b>605</b>	<b>605</b>	<b>605</b>	<b>579</b>
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	-
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	153	-	-	-	-

	Unidad de Medida	31-Dic-2024	31-Dic-2023	31-Dic-2022	31-Dic-2021	31-Dic-2020
<b>PARQUES SOLARES</b>						
<b>Energía generada</b>	<b>MW/h</b>	<b>488.594</b>	<b>356.256</b>	<b>209.434</b>	<b>203.855</b>	<b>209.677</b>
Ullum Solar 1	MW/h	62.479	61.164	62.547	61.439	63.690
Ullum Solar 2	MW/h	62.643	63.108	64.373	62.890	63.211
Ullum Solar 3	MW/h	79.329	79.565	82.514	79.526	82.776
Sierras de Ullum	MW/h	186.305	152.368	-	-	-
Tocota III	MW/h	97.838	51	-	-	-
<b>Potencia puesta a disposición</b>	<b>MW</b>	<b>220</b>	<b>182</b>	<b>82</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	-	-	-
Tocota III	MW	60	22	-	-	-
<b>COMERCIALIZACIÓN DE GAS Y TRANSPORTE</b>						
Ventas totales de gas natural	M3	291.606.011	281.234.615	225.438.301	166.253.337	98.949.856
Ventas totales de transporte	M3	164.381.430	181.743.045	187.526.694	182.005.452	150.256.424
<b>PARQUES EÓLICOS</b>						
<b>Sociedades no controlantes</b>						
<b>Energía generada</b>	<b>MW/h</b>	<b>787.194</b>	<b>758.067</b>	<b>775.842</b>	<b>687.008</b>	<b>164.290</b>
PE Chubut Norte III <sup>(1)</sup>	MW/h	151.747	154.991	151.304	157.897	150.391
PE Chubut Norte IV <sup>(1)</sup>	MW/h	242.234	219.460	246.622	210.527	-
PE Necochea <sup>(1)</sup>	MW/h	393.213	383.616	377.916	318.584	13.899
<b>Potencia puesta a disposición</b>	<b>MW</b>	<b>179</b>	<b>179</b>	<b>179</b>	<b>179</b>	<b>38</b>
PE Chubut Norte III <sup>(1)</sup>	MW	38	38	38	38	38
PE Chubut Norte IV <sup>(1)</sup>	MW	58	58	58	58	-
PE Necochea <sup>(1)</sup>	MW	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 Centrales de la Costa Atlántica S.A.

  
César Rossi  
Presidente

## 6. Índices

	31-Dic-2024	31-Dic-2023	31-Dic-2022	31-Dic-2021	31-Dic-2020
LIQUIDEZ CORRIENTE (activo corriente / pasivo corriente)	0,57	0,73	0,75	1,03	1,28
SOLVENCIA (patrimonio neto / pasivo total)	0,30	0,31	0,28	0,18	0,23
INMOVILIZADO DEL CAPITAL (activo no corriente / activo total)	0,84	0,86	0,83	0,78	0,84
RENTABILIDAD (resultado del ejercicio/patrimonio promedio)	0,13	0,20	0,33	(0,21)	0,09

Firmado a efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2025  
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

  
**César Rossi**  
Presidente

## 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 2025, 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 Malargüe I que, a la fecha de los presentes estados financieros, ya cuenta con la habilitación comercial por su potencia nominal total de 90 MW. Asimismo, se continuará con la construcción del proyecto solar Anchoris de 180 MW y el proyecto solar San Rafael de 150 MW, el primer proyecto tiene previsto una habilitación comercial a fines de 2025, mientras que el segundo proyecto solar se prevé 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.



**César Rossi**  
Presidente