

## 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 marzo 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 condensado (\*)
  - 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 condensada comparativa
3. Síntesis de la estructura de resultados y otros resultados integrales consolidada condensada comparativa
4. Síntesis de la estructura del flujo de efectivo consolidada condensada comparativa
5. Datos Estadísticos (\*)
6. Índices
7. Perspectivas (\*)

---

(\*) Información no cubierta por el informe de revisión limitada de los auditores independientes  
Mayo 10, 2024

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

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<b>31-Mar-2024</b>	<b>31-Mar-2023</b>	<b>Variación</b>
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>59.393</b>	<b>13.818</b>	<b>45.575</b>
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	41.803	9.923	31.880
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	7.324	1.005	6.319
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	9.143	2.343	6.800
Comercialización y transporte de gas	707	413	294
Otros ingresos diversos	416	134	282
<b>Costo de ventas</b>	<b>(18.630)</b>	<b>(4.703)</b>	<b>(13.927)</b>
Gastos operativos	(7.783)	(1.922)	(5.861)
Depreciación y amortización	(10.847)	(2.781)	(8.066)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>40.763</b>	<b>9.115</b>	<b>31.648</b>
Gastos de comercialización	(558)	(144)	(414)
Gastos de administración	(5.127)	(841)	(4.286)
Otros ingresos (egresos), netos	223	(86)	309
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	(527)	536	(1.063)
Resultados financieros, netos	(1.495)	(1.709)	214
<b>Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>33.279</b>	<b>6.871</b>	<b>26.408</b>
Impuesto a las ganancias	5.449	(2.288)	7.737
<b>Utilidad neta del período</b>	<b>38.728</b>	<b>4.583</b>	<b>34.145</b>
<b>Otros resultados integrales</b>			
Diferencia de cambio por conversión	26.220	9.703	16.517
<b>Total de otros resultados integrales</b>	<b>26.220</b>	<b>9.703</b>	<b>16.517</b>
<b>Resultado integral total del período</b>	<b>64.948</b>	<b>14.286</b>	<b>50.662</b>
<b>Utilidad neta atribuible a:</b>			
Propietarios de la controladora	38.728	4.583	34.145
<b>Total utilidad neta del período</b>	<b>38.728</b>	<b>4.583</b>	<b>34.145</b>
<b>Resultado integral total atribuible a:</b>			
Propietarios de la controladora	64.948	14.286	50.662
<b>Resultado integral total del período</b>	<b>64.948</b>	<b>14.286</b>	<b>50.662</b>

## Síntesis

El resultado neto antes de impuesto a las ganancias refleja una ganancia de 33.279, mostrando una variación interanual positiva de 26.408 en comparación con la ganancia del período finalizado al 31 de marzo de 2023 de 6.8971.

La utilidad bruta del período de 40.763 es 347% superior a la utilidad bruta del período anterior que ascendía a 9.115. 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. El margen bruto (utilidad bruta dividida por ventas) fue del 69% y 66% en el período finalizado al 31 de marzo de 2024 y 2023, respectivamente. La devaluación del período finalizado el 31 de marzo de 2024 y 2023 fue de 6% y 18%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del período finalizado el 31 de marzo de 2024 y 2023 fue de \$858 y \$208,59, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del período finalizado el 31 de marzo de 2024 y 2023 fue de \$832,43 y \$191,93, respectivamente.

## Ingresos por Ventas

Concepto	31-Mar-2024	31-Mar-2023	Variación
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	41.803	9.923	321%
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	7.324	1.005	629%
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	9.143	2.343	290%
Ingresos por comercialización y transporte de gas	707	413	71%
Otros ingresos diversos	416	134	210%
<b>Total ingresos por ventas</b>	<b>59.393</b>	<b>13.818</b>	<b>330%</b>

Las ventas al 31 de marzo de 2024 ascendieron a 53.393, lo que representa un aumento del 330% en comparación con los 13.818 al 31 de marzo 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.

## Costo de Ventas

Concepto	31-Mar-2024	31-Mar-2023	Variación
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(12.375)	(3.156)	292%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares	(1.862)	(262)	611%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(4.163)	(1.125)	270%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	(26)	(65)	-60%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(134)	(52)	158%
Compras para comercialización y transporte de gas	(70)	(43)	63%
<b>Total costo de ventas</b>	<b>(18.630)</b>	<b>(4.703)</b>	<b>296%</b>

El costo de ventas al 31 de marzo de 2024 fue de 18.630, en comparación con los 4.703 al 31 de marzo de 2023, lo cual representa un incremento del 296%. 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.

## 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 2023 este segmento renovable cuenta con una capacidad instalada de 784 MW de energía eólica, y de 220 MW de energía solar, con la siguiente distribución:

<b>Parque Eólico (Provincia)</b>	<b>Inicio operación comercial</b>	<b>MW potencia instalada</b>	<b>Tipo de contratación</b>
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 (Rio Negro)	Julio 2019	101	Cammesa
Pomona II (Rio 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

  

<b>Parque Solar (Provincia)</b>	<b>Inicio operación comercial</b>	<b>MW potencia instalada</b>	<b>Tipo de contratación</b>
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 en construcción el parque eólico "La Elbita" de 162 MW, a ser ubicado en la ciudad de Tandil, Provincia de Buenos Aires. Además, la Compañía cuenta con el proyecto de 93 MW del parque solar "Los Molles", ubicado en la Provincia de Mendoza.

### Análisis de la evolución del período

Durante el período finalizado al 31 de marzo de 2024, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables reflejó una contribución marginal de 34.890, representando el 86% de la utilidad bruta total de la Sociedad.

<b>Concepto</b>	<b>31-Mar-2024</b>	<b>31-Mar-2023</b>	<b>Variación</b>
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	41.803	9.923	321%
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	7.324	1.005	629%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(12.375)	(3.156)	292%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares	(1.862)	(262)	611%
<b>Contribución Marginal</b>	<b>34.890</b>	<b>7.510</b>	<b>365%</b>

Los ingresos por generación eólica aumentaron un 321%, pasando de 9.923 al 31 de marzo de 2023 a 41.803 al 31 de marzo de 2024, y los ingresos por generación solar aumentaron un 629%, pasando de 1.005 al 31 de marzo de 2023 a 7.324 al 31 de marzo 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; y representaron el 70% y 12% del total de ventas de la Sociedad.

El volumen de energía eólica generada alcanzó los 559 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de marzo de 2024, en comparación con los 568 GWh generados durante el período 2023.

El volumen de energía solar generada alcanzó los 142 GWh en el período finalizado al 31 de marzo de 2024, en comparación con los 89 GWh generados durante el período 2023.

Los costos operativos por generación eólica y solar aumentaron un 291% y 611%, respectivamente, respecto al período 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.

Al 31 de marzo 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 598.839 en parques eólicos y 157.310 en parques solares; y las obras en curso ascendían a 194.696 en parques eólicos y 33.760 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 período finalizado al 31 de marzo de 2024 este segmento comprendía la operación de centrales térmicas con una potencia instalada total de 363 MW, con la siguiente distribución:

<b>Central (Provincia)</b>	<b>Inicio operación comercial</b>	<b>MW potencia instalada</b>	<b>Tipo de contratación</b>
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 período

Durante el período finalizado al 31 de marzo de 2024, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales reflejó una contribución marginal de 4.846, representando el 12% de la utilidad bruta total de la Sociedad. La contribución marginal del segmento fue un 319% superior al 31 de marzo de 2023. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas dolarizadas.

<b>Concepto</b>	<b>31-Mar-2024</b>	<b>31-Mar-2023</b>	<b>Variación</b>
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	9.143	2.343	290%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(4.163)	(1.125)	270%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(134)	(52)	158%
<b>Contribución Marginal</b>	<b>4.846</b>	<b>1.166</b>	<b>316%</b>

Las ventas del segmento reflejan un aumento del 290% 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 al 31 de marzo de 2024 fueron de 4.163, resultando en un aumento del 270%, 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.

Los costos de compra de combustible y transporte ascendieron a 134, representando un aumento del 158% respecto de los 52 correspondientes al período 2023.

Al 31 de marzo 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 84.713.

- **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 período 2024 un 1% del total de la utilidad bruta consolidada de la Sociedad, ubicándose en 611, en comparación con los 305 registrados durante el período 2023, mostrando un aumento del 100%.

<b>Concepto</b>	<b>31-Mar-2024</b>	<b>31-Mar-2023</b>	<b>Variación</b>
Ingresos por comercialización y transporte de gas natural	707	413	71%
Compras para comercialización y transporte de gas	(70)	(43)	63%
Costos operativos de comercialización y transporte de gas	(26)	(65)	-60%
<b>Contribución Marginal</b>	<b>611</b>	<b>305</b>	<b>100%</b>

- **Gastos de Comercialización**

Los gastos de comercialización aumentaron un 288%, pasando de 144 en el período finalizado el 31 de marzo de 2023 a 558 al 31 de marzo 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 período y al aumento de los impuestos tasas y contribuciones por mayores ventas.

- **Gastos de Administración**

Los gastos administrativos aumentaron un 510%, pasando de 841 en el período finalizado el 31 de marzo de 2023 a 5.127 al 31 de marzo 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 período.

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

Los otros ingresos (egresos), netos ascendieron a 223 ganancia al 31 de marzo de 2024 reflejando una variación del 359% con respecto a los otros ingresos (egresos), netos por 86 pérdida del período finalizado el 31 de marzo de 2023. Los otros egresos incluyen principalmente el impuesto a los débitos y créditos bancarios por 529 y 123 al 31 de marzo de 2024 y 2023, respectivamente.

- **Resultados Financieros**

Los resultados financieros netos correspondientes al período finalizado el 31 de marzo de 2024 fueron negativos en 10.255, respecto de los 7.758 negativos en el período anterior, lo que representa un aumento del 32% según la siguiente apertura:

Concepto	31-Mar-2024	31-Mar-2023	Variación
<b>Ingresos financieros</b>			
Intereses y otros	1.775	810	119%
Intereses comerciales	2.252	129	1646%
	<b>4.027</b>	<b>939</b>	<b>329%</b>
<b>Costos financieros</b>			
Intereses	(11.643)	(2.590)	350%
Diversos	(1.023)	(141)	626%
	<b>(12.666)</b>	<b>(2.731)</b>	<b>364%</b>
Resultados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	6.227	606	928%
Diferencias de cambio, netas	(615)	(643)	-4%
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	1.532	120	1177%
<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(1.495)</b>	<b>(1.709)</b>	<b>-13%</b>

El cargo por diferencia de cambio se situó en 615 pérdida en comparación con los 643 del pérdida anterior. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la devaluación del periodo finalizado el 31 de marzo de 2024 y 2023 fue de 6% y 18%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del periodo finalizado el 31 de marzo de 2024 y 2023 fue de \$858 y \$208,59, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del periodo finalizado el 31 de marzo de 2024 y 2023 fue de \$832,43 y \$191,93, respectivamente. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CMMESA 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 marzo de 2024 asciende a un quebranto de 5.449 millones en comparación con la pérdida de 2.288 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.

- **Liquidez**

Al 31 de marzo de 2024, la Compañía tiene un capital de trabajo negativo de 33.793. Esta situación se debe principalmente a la porción de corto plazo de las obligaciones financieras directamente relacionadas con la construcción de los proyectos que se llevaron a cabo entre 2017 y 2023. Este financiamiento está principalmente relacionado 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 el párrafo siguiente.

En 2023, la compañía inició la construcción de tres nuevos proyectos, el proyecto parque solar Tocota III, el proyecto parque eólico La Elbita, y el proyecto parque solar Los Molles (ver nota 1), estimándose la etapa de construcción entre 2023 - 2024 para los dos primeros y 2024 - 2025 para el último. El capital total estimado del proyecto parque eólico La Elbita y el proyecto parque solar Tocota III asciende a US\$ 290 millones, habiéndose pagado US\$ 239 millones al 31 de marzo de 2024. Asimismo, el capital estimado para el proyecto parque solar Los Molles es de US\$ 90 millones, y hasta la fecha del 31 de marzo de 2024, se ha realizado un gasto de inversión de US\$ 8 millones. Con respecto al financiamiento de los tres proyectos, se han emitido a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, obligaciones negociables por un total de US\$ 163 millones y una suscripción de un préstamo por un total de US\$ 85 millones; el monto restante de US\$ 132 millones para cubrir el total de la inversión en los tres proyectos se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja; para más información sobre los proyectos y financiamiento ver Nota 1 a los estados financieros al 31 de diciembre de 2023.

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, que suman una capacidad instalada de 706 MW.

La variación de fondos netos del período finalizado el 31 de marzo de 2024 resultó en un aumento de fondos de 2.375 en comparación con la disminución de 2.448 de 2023.

Los fondos netos generados por las operaciones al 31 de marzo de 2024 alcanzaron los 38.935, en comparación con los 9.568 generados durante el período de 2023, debido principalmente a una mayor utilidad neta durante el 2024.

El efectivo neto aplicado por las actividades de inversión al 31 de marzo de 2024 alcanzó los 45.033, en comparación con los 15.857 aplicados en 2023. El efectivo aplicado en el período 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 encuentra desarrollando la construcción del parque solar Los Molles y el parque eólico La Elbita mientras que en el 2023 incluía inversiones vinculadas al parque solar Sierras de Ullum.

Los fondos netos generados por las actividades de financiación en el período 2024 totalizan 4.946, en comparación con los 2.459 aplicados en el ejercicio 2023. Los fondos generados durante el 2024 reflejan principalmente: i) la emisión de las obligaciones negociables Clase XLIII y XLVI; ii) a la cancelación total del préstamo corporativo y de diversos préstamos y descubiertos bancarios; iii) a la cancelación parcial de las obligaciones negociables Clase XXXI y XXXIV y de los Project Finance; y iv) se recibió el último desembolso del préstamo corporativo para financiar los proyectos en marcha.

Los fondos netos aplicados a las actividades de financiación en el período 2023 totalizan 2.459 y reflejan principalmente: i) la emisión de las obligaciones negociables Clase XXXVIII, ii) la recompra parcial de las obligaciones negociables Clase XXXII, iii) la cancelación parcial de las obligaciones negociables Clase XXXI y XXXIV, del préstamo corporativo, de la deuda de Genneia Desarrollos S.A. y de los Project Finance; y iii) se recibió el último desembolso del Project Finance de Pomona I.

El total de préstamos al 31 de marzo de 2024 es de 836.540 incluyendo las obligaciones negociables públicas, deuda bancaria y operaciones de leasing. Del total de la deuda al 31 de marzo de 2024, 143.889 corresponden al corto plazo y 692.651 al largo plazo. El 100% de la deuda financiera al 31 de marzo 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.

Al 31 de marzo de 2024, el patrimonio de la Compañía ascendía a 1.386.176.

**Carlos de la Vega**  
Director titular y autorizado

## 2. Síntesis de la Estructura Patrimonial Consolidada Condensada Comparativa

Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados al 31 de Marzo de 2024, 2023, 2022, 2021 y 2020.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<b>31-Mar-2024</b>	<b>31-Mar-2023</b>	<b>31-Mar-2022</b>	<b>31-Mar-2021</b>	<b>31-Mar-2020</b>
<b>Activo</b>					
Activo corriente	205.376	52.807	22.821	20.748	13.218
Activo no corriente	1.180.800	250.753	123.739	107.658	80.034
<b>Total del activo</b>	<b>1.386.176</b>	<b>303.560</b>	<b>146.560</b>	<b>128.406</b>	<b>93.252</b>
<b>Pasivo</b>					
Pasivo corriente	239.169	62.873	26.123	65.058	18.747
Pasivo no corriente	780.331	171.401	94.934	38.189	58.522
<b>Total del pasivo</b>	<b>1.019.500</b>	<b>234.274</b>	<b>121.057</b>	<b>103.247</b>	<b>77.269</b>
Atribuible a los propietarios de la controladora	366.676	69.286	25.503	25.159	15.983
<b>Total del patrimonio</b>	<b>366.676</b>	<b>69.286</b>	<b>25.503</b>	<b>25.159</b>	<b>15.983</b>
<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>1.386.176</b>	<b>303.560</b>	<b>146.560</b>	<b>128.406</b>	<b>93.252</b>

Firmado a efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MAYO - 2024  
Deloitte & Co. S.A.  
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13

**Sergio E. Cortina**  
Socio  
Contador Público (U.N.L.P.A.M.)  
C.P.C.E.P.B.A. T° 163 - F° 60  
Legajo N° 42325/4

**Carlos de la Vega**  
Director titular y autorizado



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

Estados de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidados Intermedios Condensados por los períodos finalizados el 31 de Marzo de 2024, 2023, 2022, 2021 y 2020.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<b>31-Mar-2024</b>	<b>31-Mar-2023</b>	<b>31-Mar-2022</b>	<b>31-Mar-2021</b>	<b>31-Mar-2020</b>
Ingresos por ventas	59.393	13.818	7.347	6.111	4.775
Costo de ventas	(18.630)	(4.703)	(2.668)	(2.289)	(1.524)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>40.763</b>	<b>9.115</b>	<b>4.679</b>	<b>3.822</b>	<b>3.251</b>
Gastos de comercialización	(558)	(144)	(67)	(48)	(34)
Gastos de administración	(5.127)	(841)	(458)	(323)	(218)
Otros ingresos (egresos), netos	223	(86)	391	(176)	(80)
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	(527)	536	(161)	(84)	(52)
Resultados financieros, netos	(1.495)	(1.709)	(1.406)	(1.956)	(1.571)
<b>Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>33.279</b>	<b>6.871</b>	<b>2.978</b>	<b>1.235</b>	<b>1.296</b>
Impuesto a las ganancias	5.449	(2.288)	(1.738)	(347)	(760)
<b>Utilidad neta del período</b>	<b>38.728</b>	<b>4.583</b>	<b>1.240</b>	<b>888</b>	<b>536</b>
<b>Otros resultados integrales</b>					
Diferencia de cambio por conversión	26.220	9.703	1.775	2.096	1.122
<b>Total de otros resultados integrales</b>	<b>26.220</b>	<b>9.703</b>	<b>1.775</b>	<b>2.096</b>	<b>1.122</b>
<b>Resultado integral total del período</b>	<b>64.948</b>	<b>14.286</b>	<b>3.015</b>	<b>2.984</b>	<b>1.658</b>
<b>Utilidad neta atribuible a:</b>					
Propietarios de la controladora	38.728	4.583	1.240	888	536
<b>Total utilidad neta del período</b>	<b>38.728</b>	<b>4.583</b>	<b>1.240</b>	<b>888</b>	<b>536</b>
<b>Resultado integral total atribuible a:</b>					
Propietarios de la controladora	64.948	14.286	3.015	2.984	1.658
<b>Resultado integral total del período</b>	<b>64.948</b>	<b>14.286</b>	<b>3.015</b>	<b>2.984</b>	<b>1.658</b>

Firmado a efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MAYO - 2024

Deloitte & Co. S.A.

C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13

**Sergio E. Cortina**  
Socio  
Contador Público (U.N.L.PAM.)  
C.P.C.E.P.B.A. T° 163 - F° 60  
Legajo N° 42325/4

**Carlos de la Vega**  
Director titular y autorizado

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

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios Condensados por los períodos finalizados el 31 de Marzo de 2024, 2023, 2022, 2021 y 2020.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<b>31-Mar-2024</b>	<b>31-Mar-2023</b>	<b>31-Mar-2022</b>	<b>31-Mar-2021</b>	<b>31-Mar-2020</b>
Fondos generados por las actividades operativas	38.935	9.568	3.616	3.046	2.413
Fondos (aplicados a) las actividades de inversión	(45.033)	(15.857)	(326)	(1.976)	(4.546)
Fondos generados por (aplicados a) las actividades de financiación	4.946	2.459	(13.220)	(1.518)	683
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo	3.527	1.382	375	337	294
<b>Total de fondos generados (aplicados) durante el período</b>	<b>2.375</b>	<b>(2.448)</b>	<b>(9.555)</b>	<b>(111)</b>	<b>(1.156)</b>

Firmado a efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MAYO - 2024

Deloitte & Co. S.A.

C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13

**Sergio E. Cortina**

Socio

Contador Público (U.N.L.PAM.)

C.P.C.E.P.B.A. T° 163 - F° 60

Legajo N° 42325/4

**Carlos de la Vega**

Director titular y autorizado

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

	Unidad de Medida	31-Mar-2024	31-Mar-2023	31-Mar-2022	31-Mar-2021	31-Mar-2020
<b>CENTRALES TÉRMICAS</b>						
<b>Energía generada</b>	<b>MW/h</b>	<b>96.975</b>	<b>121.185</b>	<b>97.059</b>	<b>100.850</b>	<b>170.827</b>
CT Las Armas	MW/h	-	-	-	964	36.842
CT Matheu	MW/h	-	-	-	-	7.205
CT Olavarría	MW/h	-	-	-	-	11.753
CT Paraná	MW/h	-	-	-	-	442
CT Concepción del Uruguay	MW/h	-	-	-	-	36
CT Bragado	MW/h	44.003	112.956	84.089	95.656	109.737
CT Cruz Alta	MW/h	52.972	8.229	12.970	4.230	4.812
<b>Potencia puesta a disposición</b>	<b>MW</b>	<b>363</b>	<b>363</b>	<b>363</b>	<b>438</b>	<b>616</b>
CT Las Armas	MW	-	-	-	25	35
CT Matheu	MW	-	-	-	-	42
CT Olavarría	MW	-	-	-	-	42
CT Paraná	MW	-	-	-	-	42
CT Concepción del Uruguay	MW	-	-	-	-	42
CT Bragado	MW	118	118	118	168	168
CT Cruz Alta	MW	245	245	245	245	245
<b>Volumen de Energía Despachada</b>	<b>MW</b>	<b>96.975</b>	<b>121.185</b>	<b>97.059</b>	<b>100.850</b>	<b>170.827</b>
Gas Natural	MW	96.975	113.914	96.079	100.164	170.788
Gas Oil	MW	-	7.271	980	686	39
<b>PARQUES EÓLICOS</b>						
<b>Energía generada</b>	<b>MW/h</b>	<b>558.829</b>	<b>567.824</b>	<b>609.063</b>	<b>544.984</b>	<b>579.302</b>
PE Rawson	MW/h	92.855	86.599	94.600	95.024	98.240
PE Trelew	MW/h	21.151	40.485	34.503	34.614	42.247
PE Madryn	MW/h	236.774	226.196	237.539	227.066	243.803
PE Chubut Norte I	MW/h	33.188	31.611	33.281	32.845	34.913
PE Chubut Norte II	MW/h	21.135	23.820	23.624	4.135	-
PE Villalonga I	MW/h	51.187	55.219	62.234	54.769	58.738
PE Villalonga II	MW/h	3.493	3.593	4.112	3.532	3.786
PE Pomona I	MW/h	90.899	90.014	105.850	82.486	87.106
PE Pomona II	MW/h	8.147	10.287	13.320	10.513	10.469
<b>Potencia puesta a disposición</b>	<b>MW</b>	<b>605</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

	Unidad de Medida	31-Mar-2024	31-Mar-2023	31-Mar-2022	31-Mar-2021	31-Mar-2020
<b>PARQUES SOLARES</b>						
<b>Energía generada</b>	<b>MW/h</b>	<b>142.330</b>	<b>88.982</b>	<b>61.628</b>	<b>56.501</b>	<b>60.954</b>
Ullum Solar 1	MW/h	18.612	17.920	18.416	17.029	18.288
Ullum Solar 2	MW/h	18.650	18.366	18.945	17.512	18.778
Ullum Solar 3	MW/h	23.735	23.155	24.267	21.960	23.888
Sierras de Ullum	MW/h	55.799	29.541	-	-	-
Tocota III	MW/h	25.534	-	-	-	-
<b>Potencia puesta a disposición</b>	<b>MW</b>	<b>220</b>	<b>160</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	-	-	-	-
<b>COMERCIALIZACIÓN DE GAS Y TRANSPORTE</b>						
Ventas totales de gas natural	M3	60.124.357	69.809.839	35.507.732	25.439.405	12.282.376
Ventas totales de transporte	M3	33.171.825	36.215.280	46.698.544	42.135.730	28.039.413
<b>PARQUES EÓLICOS</b>						
<b>Sociedades no controlantes</b>						
<b>Energía generada</b>	<b>MW/h</b>	<b>200.254</b>	<b>179.970</b>	<b>201.841</b>	<b>108.705</b>	<b>23.979</b>
PE Chubut Norte III <sup>(1)</sup>	MW/h	36.433	35.624	38.463	38.646	23.979
PE Chubut Norte IV <sup>(1)</sup>	MW/h	61.395	56.236	61.477	23.020	-
PE Necochea <sup>(1)</sup>	MW/h	102.426	88.110	101.901	47.039	-
<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.

**Carlos de la Vega**  
Director titular y autorizado

## 6. Índices

	31-Mar-2024	31-Mar-2023	31-Mar-2022	31-Mar-2021	31-Mar-2020
LIQUIDEZ CORRIENTE	0,86	0,84	0,87	0,32	0,71
(activo corriente / pasivo corriente)					
SOLVENCIA	0,36	0,30	0,21	0,24	0,21
(patrimonio neto / pasivo total)					
INMOVILIZADO DEL CAPITAL	0,85	0,83	0,84	0,84	0,86
(activo no corriente / activo total)					

Firmado a efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MAYO - 2024

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

**Sergio E. Cortina**  
Socio  
Contador Público (U.N.L.PAM.)  
C.P.C.E.P.B.A. T° 163 - F° 60  
Legajo N° 42325/4

**Carlos de la Vega**  
Director titular y 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 2024, se anticipa que la coyuntura macroeconómica del país continuará presentando desafíos significativos, los cuales serán sorteados por una nueva administración en el país. No obstante, para el año en curso se tiene el firme objetivo de finalizar la construcción de nuestro parque solar Tocota III que, a la fecha de los presentes estados financieros, ya cuenta con la habilitación comercial por su potencia nominal total de 60 MW. Asimismo, se continuará con la construcción del proyecto eólico La Elbita de 162MW y el proyecto solar Los Molles de 93 MW, el primer proyecto tiene previsto una habilitación comercial a fines de 2024, mientras que el proyecto solar se prevé para principios del 2025. Adicionalmente, destacamos poner especial atención en el desarrollo de potenciales oportunidades de negocio orientados a la generación local (onsite) de energía de baja escala para industrias y, en especial, mediante tecnología solar fotovoltaica.

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 en la búsqueda de alcanzar los objetivos propuestos, generando valor para sus accionistas y orientado a la excelencia en los procesos, profundizando las relaciones con clientes y proveedores en un marco de calidad, profesionalidad y preservando el prestigio construido con los años.

**Carlos de la Vega**  
Director titular y autorizado