

Informe de resultados 3T24



Pampa Energía, empresa privada con activa participación en las cadenas de valor de electricidad, petróleo y gas de Argentina, anuncia los resultados correspondientes a los períodos de nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2024.

Buenos Aires, 6 de noviembre de 2024

Información accionaria



Bolsas y
Mercados Argentinos
Símbolo: PAMP



New York Stock Exchange
Símbolo: PAM
1 ADS = 25 acciones
ordinarias

**Capital emitido
al 5 de noviembre de 2024:**
1.363,5 millones acciones
ordinarias/54,5 millones de ADSs

Capitalización bursátil:
AR\$4.377 mil millones/
US\$3.692 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora:
jueves 7 de noviembre
10.00 a.m. de Nueva York
12.00 p.m. de Buenos Aires

Link de acceso:
bit.ly/Pampa3Q2024VC

Para más información de Pampa

Correo electrónico
investor@pampa.com

Página web para inversores
ri.pampa.com

Comisión Nacional de Valores
www.argentina.gob.ar/cnv

**Securities and
Exchange Commission**
sec.gov

Bases de presentación

La información financiera de Pampa adopta el US\$ como moneda funcional y para expresar su equivalente en AR\$, se toma el TCN transaccional. En cambio, Transener y TGS ajustan sus cifras por inflación al 30 de septiembre de 2024, y se expresan en US\$ al TCN de cierre del período. Los valores reportados de períodos anteriores se mantienen sin cambios.

Principales resultados del trimestre¹

14% de aumento interanual en las ventas², alcanzando US\$540 millones en el 3T24, explicado por la mayor producción de gas por la última ronda de Plan Gas, y mejoras en disponibilidad, despacho y precios de generación eléctrica, así como en volúmenes de la reforma. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas de gas a la industria y Chile, precios de la reforma y ventas locales de petroquímica.

Se destaca el desempeño operativo de la **generación eléctrica y producción de gas** ante la demanda invernal.

| Principales indicadores operativos de Pampa | | 3T24 | 3T23 | Variación |
|---|----------------------------------|-------|-------|-----------|
| Electricidad | Generación (GWh) | 5.951 | 4.985 | +19% |
| | Margen bruto (US\$/MWh) | 22,6 | 23,1 | -2% |
| Hidrocarburos | Producción (miles de boe/día) | 87,5 | 80,4 | +9% |
| | Producción de gas sobre total | 94% | 94% | -0% |
| | Precio promedio gas (US\$/MBTU) | 4,4 | 4,7 | -6% |
| | Precio promedio crudo (US\$/bbl) | 71,9 | 63,1 | +14% |
| Petroquímica | Volumen vendido (miles de ton) | 128 | 102 | +25% |
| | Precio promedio (US\$/ton) | 1.092 | 1.285 | -15% |

El EBITDA ajustado³ fue de US\$279 millones en el 3T24, un 14% superior al 3T23, principalmente explicado por mayores entregas bajo Plan Gas, generación y nuestras participaciones en Transener y TGS, compensados por petroquímica y costos operativos.

La ganancia para los accionistas de la Compañía fue de US\$146 millones, un 4% inferior al 3T23, debido a menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros y menor devaluación sobre la posición activa en AR\$, parcialmente compensadas por menores gastos financieros e impuesto a las ganancias, y una mejora en el margen operativo.

La deuda neta se redujo en US\$150 millones vs. junio 2024, a US\$539 millones, el nivel y ratio más bajos en 8 años, explicado por el flujo operativo de los negocios principales y la mejora en la cobranza.

¹ La información está basada en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina.

² No incluye ventas de las afiliadas CTBSA, Transener y TGS, expuestas en "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

³ EBITDA ajustado representa los flujos antes de ítems financieros, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos extraordinarios y *non-cash*, VPPs, e incluye el EBITDA a nuestra tenencia de afiliadas. Más información, en la [sección 3.1](#).



1. Hechos relevantes

1.1 Oferta de compra de ON 2027 y colocación internacional de ON 2031

El 26 de agosto de 2024, el Directorio de Pampa aprobó la recompra a la par de las ON 2027, por un valor nominal de US\$750 millones, tasa fija del 7,5% y con vencimiento en enero de 2027. La oferta cerró el 5 de septiembre de 2024, alcanzando aproximadamente el 53% del total, equivalente a US\$397 millones.

Los fondos para la recompra provinieron de la exitosa colocación de las ON 2031, por US\$410 millones a una tasa de interés fija anual del 7,95% y rendimiento del 8,25%, con vencimiento el 10 de septiembre de 2031. La emisión recibió más de US\$1.600 millones en ofertas de inversores institucionales internacionales. Esta transacción fortalece el perfil de deuda de Pampa, preparando el camino para las fuertes inversiones en Vaca Muerta, especialmente en el desarrollo del yacimiento de *shale oil* Rincón de Aranda.

1.2 Segmento de generación

Habilitación parcial de PEPE 6

En septiembre de 2024, se habilitaron 7 aerogeneradores adicionales en PEPE 6, sumando 31,5 MW, y el 11 de octubre de 2024 se añadieron otros 4 aerogeneradores, por 18 MW. A la fecha, 25 de los 31 aerogeneradores están habilitados, con una potencia total de 112,5 MW.

La instalación de todos los aeros y las obras civiles finalizaron en octubre, y se estima que PEPE 6 energizará toda su capacidad instalada de 140 MW en noviembre de 2024. Con esta inversión de aproximadamente US\$250 millones, Pampa cuenta con 427 MW de potencia eólica, posicionándose como una de las principales generadoras renovables del país.

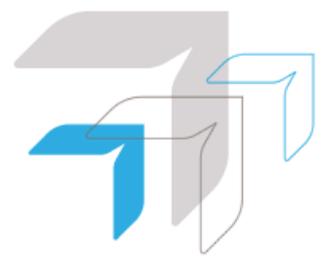
Plan de contingencia 2024-2026

El 1 de octubre de 2024, la SE fijó un plan para enfrentar la situación crítica del sistema energético durante los siete meses de mayor demanda (diciembre a marzo y junio a agosto) (Res. N° 294/24). El plan incluye un esquema de adhesión que reconoce una remuneración adicional, vigente entre diciembre de 2024 y marzo de 2026. Pampa se encuentra analizando la participación en dicho esquema.

- **Remuneración adicional fija** de US\$2.000/MW-mes a la potencia, ajustada según la criticidad del nodo donde se encuentre la unidad y disponibilidad en horas de alta demanda⁴.
- **Remuneración adicional variable** en US\$/MWh por energía generada en períodos de alta demanda, según el combustible, tecnología y criticidad:

| Tecnología | Gas natural | Fuel Oil | Gas Oil | Biocombustibles | Carbón |
|------------|-------------|----------|---------|-----------------|--------|
| TG | 6,4 | - | 8,6 | 8,7 | - |
| TV | 3,4 | 6,0 | - | 8,7 | 10,4 |
| Motores | 8,1 | 15,4 | 10,5 | 8,7 | - |

⁴ Se distingue entre nodo con criticidad alta (1,25), media (1,00) y baja (0,75), y verano e invierno.



Actualización en la remuneración de la energía base o "spot"

| Aplicable desde: | Energía base / spot | |
|------------------|---------------------|----------------|
| | Aumento | Resolución |
| Septiembre | 5% | SE N° 233/24 |
| Octubre | 2,7% | SE N° 285/24 |
| Noviembre | 6% | SCEyM N° 20/24 |

Vencimiento de las concesiones y período de transición en las hidros de Mendoza

El 19 de octubre de 2024 vencieron las concesiones de HIDISA, una otorgada por la provincia de Mendoza para el uso de bienes y recursos hídricos, y otra del Estado Nacional para generación eléctrica. Pampa posee el 61% del capital accionario de HIDISA.

El 18 de octubre de 2024, el Gobierno de Mendoza fijó el período de transición de 12 meses a partir del vencimiento, con el Subsecretario de Energía y Minería como veedor (Decreto N° 2.096/24). Asimismo, la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería de la Nación fijó el período de transición hasta el 1 de junio de 2025, y designó como veedor a la SSEE (Res. SCEyM N° 1/24).

El 30 de noviembre de 2024 vence el período de transición en HINISA. Pampa envió una nota a la SE solicitando instrucciones respecto a los pasos a seguir.

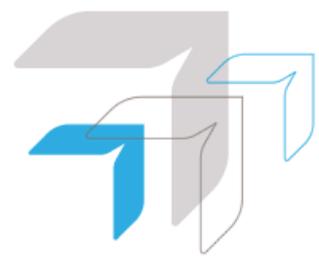
1.3 Actualización de tarifas reguladas

Gas natural

El 29 de agosto de 2024, la SE ajustó los valores de PIST para gas natural desde septiembre de 2024 (Res. SE N° 232/24). Posteriormente, el 27 de septiembre de 2024, aplicó una reducción adicional, efectiva desde octubre de 2024 (Res. SE N° 284/24):

| Segmento de demanda | Septiembre 2024 | | Desde octubre 2024 | |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | Precio con subsidio | Precio sin subsidio | Precio con subsidio | Precio sin subsidio |
| Residencial de altos ingresos (N1) y comercios e industrias | n.a. | | n.a. | |
| Residencial de ingresos bajos/tarifa social (N2) | US\$1,2 por MBTU | US\$3,4 por MBTU | US\$1,1 por MBTU | US\$3,1 por MBTU |
| Residencial de ingresos medios (N3) | US\$1,5 por MBTU | | US\$1,4 por MBTU | |

Nota: El excedente de consumo para N2 y N3, que varía según rango de consumo, distribuidora y zona, se valorizará al precio de N1, sin bonificación.



Variación de costos

| Aplicable desde: | Transener | | TGS | |
|------------------|-----------|----------------------|---------|-------------------|
| | Aumento | Resolución | Aumento | Resolución |
| Septiembre | 6% | ENRE N° 580 y 581/24 | 1% | ENARGAS N° 491/24 |
| Octubre | 2,7% | ENRE N° 692 y 696/24 | 2,7% | ENARGAS N° 601/24 |
| Noviembre | 6% | ENRE N° 901 y 902/24 | 3,5% | ENARGAS N° 735/24 |

1.4 Adquisición de acciones de OCP Ecuador y finalización de la concesión

El 30 de agosto de 2024, Pampa adquirió el 36% restante de OCP Ecuador, donde ya poseía el 64% del capital, por US\$23 millones. Con esta transacción, Pampa es titular única de OCP Ecuador y comienza a consolidar dicha compañía en sus EEFF.

OCP Ecuador opera el principal oleoducto privado del país, de 485 kilómetros de extensión, y transporta un promedio de 150 mil barriles diarios de crudo ecuatoriano, lo que representa aproximadamente el 30% de la producción nacional, y 10 mil barriles diarios de crudo colombiano.

La concesión de OCP ha sido prorrogada por tres meses hasta el 30 de noviembre de 2024, fecha en la cual deberán transferirse las acciones a favor del Estado ecuatoriano. OCP Ecuador está trabajando con las autoridades para realizar la transición, de acuerdo a lo estipulado por el contrato de concesión.

1.5 Venta de la participación en Gobernador Ayala

El 21 de octubre de 2024, Pampa cedió a Pluspetrol su participación del 22,51% de la concesión de explotación de hidrocarburos y operación conjunta sobre el área Gobernador Ayala, por US\$23 millones.

1.6 TGS

Audiencia pública para la extensión de licencia de transporte de gas

El 21 de octubre de 2024, el ENARGAS celebró una audiencia pública para tratar la extensión de la licencia de TGS para transporte del gas natural, que vence en diciembre de 2027. El contrato original permitía una extensión de 10 años, pero la Ley Bases aprobada en julio de 2024 habilita una prórroga de 20 años, a hasta diciembre de 2047.

Ampliación de capacidad de acondicionamiento en Tratayén

En octubre de 2024, finalizó la construcción y puesta en marcha del primer módulo de acondicionamiento de gas natural en la Planta Tratayén de TGS, aumentando su capacidad en 6,6 millones de m³ por día. Se espera que el segundo módulo, que sumará otros 6,6 millones, esté listo para finales de 2024. Esta inversión de aproximadamente US\$350 millones permitirá a la Planta alcanzar una capacidad total de acondicionamiento de 28 millones de m³ por día.



2. Indicadores financieros relevantes

2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

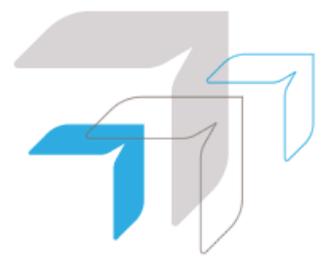
| Montos en millones | Al 30.09.2024 | | Al 31.12.2023 | |
|--|------------------|---------------|------------------|----------------|
| | AR\$ | US\$ TC 970,5 | AR\$ | US\$ TC 808,45 |
| ACTIVO | | | | |
| Propiedades, planta y equipo | 2.499.436 | 2.575 | 2.056.974 | 2.544 |
| Activos intangibles | 94.114 | 97 | 77.898 | 96 |
| Derechos de uso | 12.153 | 13 | 17.259 | 21 |
| Activo por impuesto diferido | 101.466 | 105 | 2 | 0 |
| Participaciones en asociadas y negocios conjuntos | 918.879 | 947 | 542.978 | 672 |
| Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados | 26.451 | 27 | 28.040 | 35 |
| Otros activos | 1.722 | 2 | 349 | 0 |
| Créditos por ventas y otros créditos | 43.103 | 44 | 14.524 | 18 |
| Total del activo no corriente | 3.697.324 | 3.810 | 2.738.024 | 3.387 |
| Inventarios | 231.400 | 238 | 166.023 | 205 |
| Inversiones a costo amortizado | 77.881 | 80 | 84.749 | 105 |
| Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados | 750.900 | 774 | 451.883 | 559 |
| Instrumentos financieros derivados | 108 | 0 | 250 | 0 |
| Créditos por ventas y otros créditos | 598.582 | 617 | 238.294 | 295 |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 322.011 | 332 | 137.973 | 171 |
| Total del activo corriente | 1.980.882 | 2.041 | 1.079.172 | 1.335 |
| Activos clasificados como mantenidos para la venta | 13.357 | 14 | - | - |
| Total del activo | 5.691.563 | 5.865 | 3.817.196 | 4.722 |
| PATRIMONIO | | | | |
| Patrimonio atribuible a los propietarios | 3.092.655 | 3.187 | 1.943.736 | 2.404 |
| Total del patrimonio | 3.100.822 | 3.195 | 1.950.696 | 2.413 |
| PASIVO | | | | |
| Provisiones | 183.254 | 189 | 119.863 | 148 |
| Pasivo por impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta | 71.282 | 73 | 44.614 | 55 |
| Pasivo por impuesto diferido | 48.121 | 50 | 240.686 | 298 |
| Planes de beneficios definidos | 40.976 | 42 | 13.172 | 16 |
| Préstamos | 1.368.963 | 1.411 | 989.182 | 1.224 |
| Deudas comerciales y otras deudas | 49.286 | 51 | 37.301 | 46 |
| Total del pasivo no corriente | 1.761.882 | 1.815 | 1.444.818 | 1.787 |
| Provisiones | 8.720 | 9 | 4.649 | 6 |
| Pasivo por impuesto a las ganancias | 199.094 | 205 | 14.026 | 17 |
| Cargas fiscales | 47.984 | 49 | 11.427 | 14 |
| Planes de beneficios definidos | 12.148 | 13 | 2.695 | 3 |
| Remuneraciones y cargas sociales a pagar | 29.187 | 30 | 15.537 | 19 |
| Instrumentos financieros derivados | 2 | 0 | 191 | 0 |
| Préstamos | 305.312 | 315 | 181.357 | 224 |
| Deudas comerciales y otras deudas | 225.170 | 232 | 191.800 | 237 |
| Total del pasivo corriente | 827.617 | 853 | 421.682 | 522 |
| Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta | 1.242 | 1 | - | - |
| Total del pasivo | 2.590.741 | 2.669 | 1.866.500 | 2.309 |
| Total del pasivo y del patrimonio | 5.691.563 | 5.865 | 3.817.196 | 4.722 |



2.2 Estado de resultados consolidado

| Montos en millones | Nueve meses | | | | Tercer trimestre | | | |
|--|-----------------|-------------|----------------|------------|------------------|------------|---------------|------------|
| | 2024 | | 2023 | | 2024 | | 2023 | |
| | AR\$ | US\$ | AR\$ | US\$ | AR\$ | US\$ | AR\$ | US\$ |
| Ingresos por ventas | 1.294.494 | 1.441 | 346.957 | 1.370 | 510.706 | 540 | 152.701 | 475 |
| <i>Ventas en el mercado local</i> | 1.086.342 | 1.207 | 285.892 | 1.117 | 437.156 | 465 | 131.583 | 409 |
| <i>Ventas en el mercado exterior</i> | 208.152 | 234 | 61.065 | 253 | 73.550 | 75 | 21.118 | 66 |
| Costo de ventas | (831.719) | (930) | (209.953) | (850) | (344.291) | (365) | (92.014) | (295) |
| Resultado bruto | 462.775 | 511 | 137.004 | 520 | 166.415 | 175 | 60.687 | 180 |
| Gastos de comercialización | (51.380) | (57) | (13.333) | (51) | (19.798) | (21) | (5.610) | (17) |
| Gastos de administración | (124.840) | (139) | (34.629) | (133) | (53.166) | (56) | (14.427) | (44) |
| Gastos de exploración | (256) | - | (1.772) | (7) | (89) | - | (22) | - |
| Otros ingresos operativos | 102.716 | 116 | 31.627 | 115 | 31.935 | 33 | 17.338 | 54 |
| Otros egresos operativos | (63.966) | (72) | (18.079) | (68) | (20.912) | (20) | (10.704) | (33) |
| Deterioro de activos financieros | (48.912) | (56) | (415) | (4) | 680 | - | (116) | (1) |
| Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios | (18.578) | (19) | (324) | (1) | (18.436) | (19) | (1) | - |
| Rdo. por part. en negocios conjuntos y asociadas | 94.331 | 101 | 14.044 | 42 | 62.437 | 62 | 5.474 | 8 |
| Rdo. por venta de participación en sociedades | 5.765 | 7 | 486 | 1 | - | - | 486 | 1 |
| Resultado operativo | 357.655 | 392 | 114.609 | 414 | 149.066 | 154 | 53.105 | 148 |
| Ingresos financieros | 4.095 | 4 | 1.090 | 4 | 2.086 | 2 | 662 | 2 |
| Gastos financieros | (120.932) | (137) | (71.096) | (283) | (39.244) | (43) | (30.018) | (95) |
| Otros resultados financieros | 99.806 | 114 | 95.794 | 392 | 36.945 | 40 | 40.333 | 138 |
| Resultados financieros, neto | (17.031) | (19) | 25.788 | 113 | (213) | (1) | 10.977 | 45 |
| Resultado antes de impuestos | 340.624 | 373 | 140.397 | 527 | 148.853 | 153 | 64.082 | 193 |
| Impuesto a las ganancias | 111.715 | 140 | (20.437) | (69) | (9.451) | (7) | (13.350) | (40) |
| Resultado del período | 452.339 | 513 | 119.960 | 458 | 139.402 | 146 | 50.732 | 153 |
| <i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i> | <i>452.630</i> | <i>513</i> | <i>119.708</i> | <i>457</i> | <i>139.470</i> | <i>146</i> | <i>50.611</i> | <i>152</i> |
| <i>Atribuible a la part. no controladora</i> | <i>(291)</i> | <i>-</i> | <i>252</i> | <i>1</i> | <i>(68)</i> | <i>-</i> | <i>121</i> | <i>1</i> |
| Resultado por acción para los accionistas | 332,8 | 0,4 | 87,5 | 0,3 | 102,6 | 0,1 | 37,2 | 0,1 |
| Resultado por ADR para los accionistas | 8.320,4 | 9,4 | 2.187,6 | 8,4 | 2.563,8 | 2,7 | 930,4 | 2,8 |
| Promedio de acciones en circulación ¹ | 1.360 | | 1.368 | | 1.360 | | 1.360 | |
| Acciones en circulación al final del período ¹ | 1.360 | | 1.360 | | 1.360 | | 1.360 | |

Nota: 1 Considera las acciones destinadas al Plan de compensación del personal, que ascendían a 3,9 millones de acciones tanto al 30 de septiembre de 2023 y 2024.



2.3 Estado de caja y deuda financiera

| Al 30 de septiembre de 2024, en US\$ millones | Caja ¹ | | Deuda financiera | | Deuda neta | |
|--|------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|
| | Consolidada en EEFF | Ajustada por tenencia | Consolidada en EEFF | Ajustada por tenencia | Consolidada en EEFF | Ajustada por tenencia |
| Generación de energía | 963 | 958 | 544 | 544 | (419) | (414) |
| Petroquímica | - | - | - | - | - | - |
| Holding y otros | 82 | 82 | 11 | 11 | (71) | (71) |
| Petróleo y gas | 141 | 141 | 1.171 | 1.171 | 1.029 | 1.029 |
| Total bajo NIIF/Grupo Restringido | 1.186 | 1.181 | 1.725 | 1.725 | 539 | 544 |
| Afiliadas a nuestra participación ² | 213 | 213 | 273 | 273 | 60 | 60 |
| Total con afiliadas | 1.399 | 1.394 | 1.998 | 1.998 | 599 | 604 |

Nota: La deuda financiera incluye intereses devengados. **1** Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado. **2** Bajo NIIF, las afiliadas CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa.

Operaciones de deuda

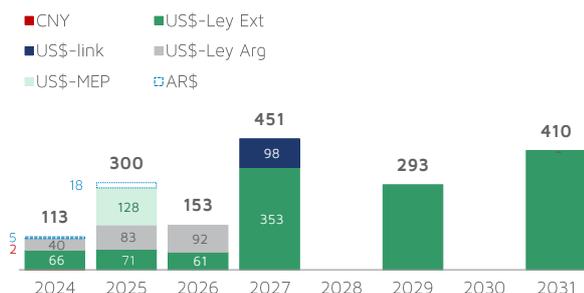
El endeudamiento financiero de Pampa bajo NIIF ascendió a US\$1.725 millones al 30 de septiembre de 2024, un 19% superior al cierre del 2023, debido principalmente a [la emisión internacional de la ON 2031, parcialmente compensada por la recompra de la ON 2027](#). Sin embargo, la deuda neta se redujo a US\$539 millones, el nivel más bajo en los últimos 8 años, explicado por las contribuciones del flujo de fondos operativo de generación y E&P, y a la mejora en la cobranza de CAMMESA y ENARSA.

La composición del monto capital de la deuda bruta es la siguiente:

| Moneda de pago | Tipo de emisión | Monto en millones de US\$ | Legislación | % sobre deuda bruta total | Tasa promedio |
|----------------|-------------------|---------------------------|-------------|---------------------------|--------------------|
| US\$ | US\$ ¹ | 1.255 | Extranjera | 73% | 8,3%, mayoría fija |
| | US\$ | 215 | Argentina | 13% | 4,2% |
| | US\$ MEP | 128 | Argentina | 7% | 5% |
| AR\$ | AR\$ | 23 | Argentina | 1% | 37,4%, variable |
| | US\$-link | 98 | Argentina | 6% | 0% |

Nota: **1** incluye montos marginales de préstamos en CNY.

Con la emisión de la ON 2031, la vida promedio de la deuda financiera se incrementó a 3,4 años. A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones al cierre del 3T24:



Nota: Sólo considera Pampa consolidada bajo NIIF, no incluye afiliadas TGS, Transener y CTBSA.



Durante el 3T24, Pampa emitió la ON Clase 21 por US\$410 millones, a tasa de interés del 7,95% y vencimiento en septiembre de 2031, y recompró en efectivo a la par US\$397 millones de la ON Clase 1, dejando un saldo en circulación de US\$353 millones de valor nominal. Tras el cierre del trimestre, emitió la ON Clase 22 por US\$84 millones, a tasa de interés del 5,75% y vencimiento en octubre de 2028, y canceló US\$47 millones de la ON Clase 20, quedando un saldo de US\$60 millones.

Con respecto a las afiliadas, en el 3T24 TGS emitió la ON Clase 3 por US\$490 millones, a tasa de interés del 8,5% y vencimiento en julio de 2031, y rescató la totalidad de su ON 2025 por US\$470 millones. Además, tomó préstamos a corto plazo por US\$5 millones y pagó financiaciones a importaciones por un equivalente a US\$2 millones. Asimismo, CTEB pagó deuda bancaria a corto plazo por AR\$20.496 millones y tomó financiamiento por US\$10 millones. Después del cierre del trimestre, CTEB obtuvo financiamiento por US\$57 millones y canceló la totalidad de su ON Clase 4 por US\$96 millones.

A la fecha de emisión del presente Informe, estamos en cumplimiento con los *covenants* establecidos en nuestros endeudamientos.

Resumen de instrumentos de deuda

| Sociedad En millones | Instrumento | Vencimiento | Monto emitido | Monto neto de recompras | Tasa pactada |
|-------------------------------|-------------------------------------|-------------|---------------|-------------------------|--------------------|
| En US\$-Ley Extranjera | | | | | |
| Pampa | ON Clase 9 a la par y tasa fija | 2026 | 293 | 179 | 9,5% |
| | ON Clase 1 a descuento y tasa fija | 2027 | 750 | 353 | 7,5% |
| | ON Clase 3 a descuento y tasa fija | 2029 | 300 | 293 | 9,125% |
| | ON Clase 21 a descuento y tasa fija | 2031 | 410 | 410 | 7,95% |
| TGS ¹ | ON a descuento y tasa fija | 2031 | 490 | 490 | 8,5% |
| En US\$-Ley Argentina | | | | | |
| Pampa | ON Clase 20 | 2026 | 108 | 60 | 6% |
| En US\$-link | | | | | |
| Pampa | ON Clase 13 | 2027 | 98 | 98 | 0% |
| CTEB ¹ | ON Clase 4 ² | 2024 | 96 | 96 | 0% |
| | ON Clase 6 | 2025 | 84 | 84 | 0% |
| | ON Clase 9 | 2026 | 50 | 50 | 0% |
| En US\$-MEP | | | | | |
| Pampa | ON Clase 16 | 2025 | 56 | 56 | 4,99% |
| | ON Clase 18 | 2025 | 72 | 72 | 5% |
| | ON Clase 22 ³ | 2028 | 84 | 84 | 5,75% |
| En AR\$ | | | | | |
| Pampa | ON Clase 19 | 2025 | 17.131 | 17.131 | Badlar Privada -1% |

Nota: **1** Afiliadas que bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. **2** La ON Clase 4 de CTEB fue cancelada en su totalidad luego del cierre del 3T24. **3** La ON Clase 22 de Pampa fue emitida posteriormente al cierre del 3T24.



Calificación crediticia

| Empresa | Agencia | Calificación | |
|-----------|---------------------------|-----------------|--|
| | | Escala global | Escala nacional |
| Pampa | S&P | b ⁻¹ | na |
| | Moody's | Caa3 | na |
| | FitchRatings ² | B- | AA+ (largo plazo) A1+ (corto plazo) |
| TGS | S&P | CCC | na |
| | Moody's | Caa3 | na |
| | FitchRatings | B- | na |
| Transener | FitchRatings ² | na | A+ (largo plazo) |
| CTEB | FitchRatings ² | na | AA- |

Nota: **1** Calificación individual. **2** Escala nacional expedida por FIX SCR.



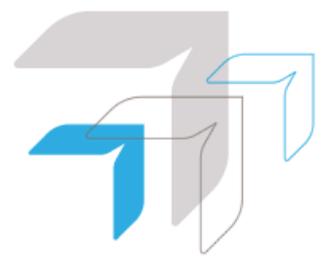
3. Análisis de los resultados del 3T24

| Resumen por segmento Montos en US\$ millones | 3T24 | | | 3T23 | | | Variación | | |
|---|------------|-----------------|----------------|------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------|----------------|
| | Ventas | EBITDA Ajustado | Resultado Neto | Ventas | EBITDA Ajustado | Resultado Neto | Ventas | EBITDA Ajustado | Resultado Neto |
| Generación de electricidad | 183 | 112 | 95 | 163 | 91 | 110 | +12% | +23% | -14% |
| Petróleo y Gas | 228 | 122 | (4) | 207 | 132 | 2 | +10% | -8% | NA |
| Petroquímica | 140 | 2 | 7 | 132 | 16 | 15 | +6% | -88% | -53% |
| Holding y Otros | 19 | 43 | 48 | 3 | 6 | 25 | NA | NA | +92% |
| Eliminaciones | (30) | - | - | (30) | - | - | - | NA | NA |
| Total | 540 | 279 | 146 | 475 | 244 | 152 | +14% | +14% | -4% |

Nota: Resultado neto atribuible a los propietarios de la Compañía.

3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado

| Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones | Nueve meses | | Tercer trimestre | |
|---|-------------|------------|------------------|------------|
| | 2024 | 2023 | 2024 | 2023 |
| Resultado operativo consolidado | 392 | 414 | 154 | 148 |
| Depreciaciones y amortizaciones consolidadas | 257 | 203 | 105 | 77 |
| EBITDA contable | 649 | 617 | 259 | 225 |
| Ajustes del segmento de generación | 80 | (5) | 7 | 1 |
| Ajustes del segmento de petróleo y gas | 5 | (0) | 14 | (1) |
| Ajustes del segmento de petroquímica | (0) | 3 | (0) | (0) |
| Ajustes del segmento de holding y otros | 20 | 57 | (1) | 20 |
| EBITDA ajustado consolidado | 754 | 672 | 279 | 244 |
| A nuestra tenencia | 753 | 673 | 279 | 245 |



3.2 Análisis del segmento de generación de energía

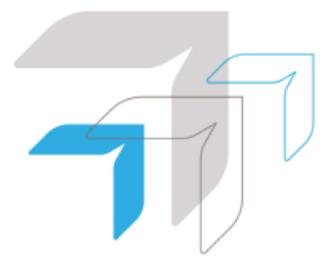
| Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones | Nueve meses | | | Tercer trimestre | | |
|---|-------------|------------|-------------|------------------|------------|-------------|
| | 2024 | 2023 | Δ% | 2024 | 2023 | Δ% |
| Ingresos por ventas | 505 | 507 | -0% | 183 | 163 | +12% |
| Costo de ventas | (260) | (275) | -5% | (102) | (94) | +9% |
| Resultado bruto | 245 | 232 | +6% | 81 | 69 | +17% |
| Gastos de comercialización | (2) | (1) | +100% | (1) | - | NA |
| Gastos de administración | (39) | (38) | +3% | (14) | (12) | +17% |
| Otros ingresos operativos | 34 | 50 | -32% | 2 | 15 | -87% |
| Otros egresos operativos | (11) | (24) | -54% | (4) | (10) | -60% |
| Deterioro de activos financieros | (46) | - | NA | - | - | NA |
| Resultado por part. en negocios conjuntos | (28) | 9 | NA | 10 | 4 | +150% |
| Resultado operativo | 153 | 228 | -33% | 74 | 66 | +12% |
| Ingresos financieros | 3 | 2 | +50% | 1 | 1 | - |
| Gastos financieros | (39) | (92) | -58% | (11) | (26) | -58% |
| Otros resultados financieros | 102 | 221 | -54% | 22 | 97 | -77% |
| Resultados financieros, netos | 66 | 131 | -50% | 12 | 72 | -83% |
| Resultado antes de impuestos | 219 | 359 | -39% | 86 | 138 | -38% |
| Impuesto a las ganancias | 109 | (48) | NA | 9 | (27) | NA |
| Resultado del período | 328 | 311 | +5% | 95 | 111 | -14% |
| <i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i> | 328 | 310 | +6% | 95 | 110 | -14% |
| <i>Atribuible a la participación no controladora</i> | - | 1 | -100% | - | 1 | -100% |
| EBITDA ajustado | 304 | 297 | +2% | 112 | 91 | +23% |
| EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria | 304 | 298 | +2% | 112 | 91 | +23% |
| Altas de PPE | 67 | 192 | -65% | 24 | 46 | -48% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 71 | 74 | -4% | 31 | 24 | +29% |

Las **ventas** de generación de energía del 3T24 crecieron un 12% interanual, principalmente por mayores precios de energía base o *spot*, derivados de ajustes en AR\$ por encima de la devaluación, así como un destacado desempeño operativo con mayor disponibilidad y despacho tanto en las unidades *spot* como bajo PPAs. Las ventas en MATER también crecieron gracias a la habilitación gradual de PEPE 6. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una menor demanda de Energía Plus, producto de la merma en la actividad industrial y la desinversión de PEMC en agosto de 2023.

Asimismo, **los aumentos a la energía base** impactaron en el pago por capacidad de CC, que además tienen un ingreso parcial en US\$ (US\$5,3 mil por MW-mes, +16% interanual y +11% vs. 2T24). En las unidades a ciclo abierto (TG y TV), la remuneración fue equivalente a US\$4,8 mil por MW-mes (+23% vs. 3T23 y vs. 2T24) y US\$2,3 mil por MW-mes para las hidros (+24% vs. 3T23 y +15% vs. 2T24).

En comparación con el 2T24, el incremento del 9% en las ventas responde a mejores precios de la energía base y mayor despacho térmico.

El **desempeño operativo** de nuestra generación de energía operada fue un 19% mayor al 3T23, mientras que a nivel país la generación bajó un 3% interanual, debido a la menor disponibilidad de centrales en el sistema por mantenimiento. Asimismo, este aumento se debe principalmente a un mayor despacho en CTGEB A, por mayor disponibilidad de gas natural y mantenimientos en 3T23 (+597 GWh), en CTEB (+173 GWh) y en CTLL, por siniestro en la TG05 y mantenimiento en 3T23 (+159 GWh). Estos efectos fueron



parcialmente compensados por la menor generación en HPPL (-148 GWh) debido a bajos aportes hídricos, y la desinversión de PEMC (-97 GWh).

La **disponibilidad** en nuestras unidades operadas fue del 96,2% en el 3T24, una mejora de 244 puntos básicos vs. el 93,7% del 3T23, atribuible a las mejoras tras el siniestro de la TG05 en CTLL y mantenimientos programados en la TG03 de CTGEBBA durante el 3T23, que fueron compensados por una indisponibilidad en la TG05 de CTLL durante agosto de 2024. Por ende, las unidades térmicas alcanzaron una disponibilidad del 96,0% en 3T24, un incremento de 392 puntos básicos vs. 92,1% del 3T23.

| Principales indicadores operativos de generación | 2024 | | | | 2023 | | | | Variación | | | |
|--|-------|--------|---------|---------------|-------|--------|---------|---------------|-----------|--------|---------|-------------|
| | Hidro | Eólica | Térmica | Total | Hidro | Eólica | Térmica | Total | Hidro | Eólica | Térmica | Total |
| Capacidad instalada (MW) | 938 | 382 | 4.107 | 5.426 | 938 | 287 | 4.107 | 5.332 | - | +33% | - | +2% |
| Capacidad nueva (%) | - | 100% | 33% | 32% | - | 100% | 33% | 31% | - | - | - | +1% |
| Participación de mercado (%) | 2,2% | 0,9% | 9,6% | 12,6% | 2,2% | 0,7% | 9,5% | 12,3% | +0% | +0% | +0% | +0% |
| Nueve meses | | | | | | | | | | | | |
| Generación neta (GWh) | 1.641 | 839 | 14.467 | 16.947 | 1.249 | 913 | 13.800 | 15.963 | +31% | -8% | +5% | +6% |
| Volumen vendido (GWh) | 1.641 | 844 | 15.054 | 17.539 | 1.250 | 913 | 14.655 | 16.818 | +31% | -8% | +3% | +4% |
| Precio promedio (US\$/MWh) | 15 | 72 | 35 | 35 | 19 | 72 | 35 | 35 | -20% | -1% | +0% | -2% |
| Margen bruto promedio (US\$/MWh) | 6 | 62 | 22 | 22 | 5 | 62 | 21 | 22 | +9% | -0% | +5% | +2% |
| Tercer trimestre | | | | | | | | | | | | |
| Generación neta (GWh) | 540 | 337 | 5.074 | 5.951 | 596 | 316 | 4.073 | 4.985 | -9% | +7% | +25% | +19% |
| Volumen vendido (GWh) | 540 | 340 | 5.280 | 6.161 | 596 | 316 | 4.340 | 5.252 | -9% | +8% | +22% | +17% |
| Precio promedio (US\$/MWh) | 17 | 72 | 35 | 36 | 14 | 72 | 39 | 38 | +25% | -1% | -9% | -5% |
| Margen bruto promedio (US\$/MWh) | 6 | 54 | 22 | 23 | 3 | 61 | 23 | 23 | +99% | -11% | -3% | -2% |

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Incluye CTEB (co-operado por Pampa, con 50% de participación accionaria). PEMC fue desinvertido en agosto de 2023.

Los **costos operativos** netos, excluyendo depreciaciones y amortizaciones, aumentaron un 14% a US\$88 millones vs. 3T23, principalmente debido a menores intereses por mora de CAMMESA como resultado de reducciones en las tasas y días de cobro, y a los aumentos tarifarios en transporte de gas y electricidad. Estas variaciones fueron parcialmente compensadas con menores compras de energía para cubrir contratos. En comparación al 2T24, los costos operativos subieron un 42% debido a menores intereses por mora de CAMMESA y mayores gastos de mantenimiento y compras de energía, parcialmente compensados por menores costos laborales.

Los **resultados financieros** del 3T24 alcanzaron una ganancia neta de US\$12 millones, un 83% menos que en el 3T23, debido a menores ganancias en instrumentos financieros, compensadas por una reducción en los intereses financieros, debido a un menor stock de deuda en AR\$, y menores pérdidas por diferencia de cambio, producto de la menor devaluación sobre los créditos por ventas en AR\$.



| Reconciliación del EBITDA ajustado de generación, en US\$ millones | Nueve meses | | Tercer trimestre | |
|---|-------------|------------|------------------|-----------|
| | 2024 | 2023 | 2024 | 2023 |
| Resultado operativo | 153 | 228 | 74 | 66 |
| Depreciaciones y amortizaciones consolidadas | 71 | 74 | 31 | 24 |
| EBITDA contable | 224 | 302 | 105 | 90 |
| Eliminación de resultado por VPP de CTEB | 28 | (9) | (10) | (4) |
| Eliminación de intereses comerciales a CAMMESA | (28) | (41) | (2) | (12) |
| Ajuste sobre desvalorización de crédito con CAMMESA | 32 | - | - | - |
| Eliminación de activación de PPE en gastos | 2 | 2 | 1 | - |
| Eliminación de provisión de hidros | 5 | 6 | 2 | 1 |
| EBITDA de CTEB, a nuestra tenencia del 50% | 41 | 37 | 16 | 16 |
| EBITDA ajustado de generación | 304 | 297 | 112 | 91 |

El **EBITDA ajustado** del segmento fue de US\$112 millones, un 23% más que en el 3T23, impulsado por los precios *spot* y el desempeño operativo, compensado con mayores costos operativos. El EBITDA ajustado excluye ítems no operativos, extraordinarios y *non-cash*, y considera la tenencia de CTEB del 50%, que devengó US\$16 millones en el 3T24, igual que en el 3T23.

Finalmente, las **inversiones de capital**, sin incluir a CTEB, fueron de US\$24 millones en el 3T24 vs. US\$46 millones del 3T23, explicado por el fin de obras en PEPE 4 (habilitado en el 4T23) y parcialmente compensado por las últimas erogaciones en PEPE 6, que se espera esté completamente operativo en el 4T24. El proyecto PEPE 6 se detalla a continuación:

| Proyecto | MW | Comercialización | Moneda | Precio de adjudicación | | | Inversión estimada en millones de US\$ ¹ | | Fecha de habilitación comercial |
|------------------|-------|------------------|--------|------------------------|------------------|-------------------|---|------------------------|---------------------------------|
| | | | | Potencia por MW-mes | Variable por MWh | Total por MWh | Presupuesto | % Ejecutado @30-sep-24 | |
| Renovable | | | | | | | | | |
| Pampa Energía 6 | 139,5 | MAT ER | US\$ | na | na | 62 ⁽²⁾ | 269 | 72% | 4T 2024 (est.) |

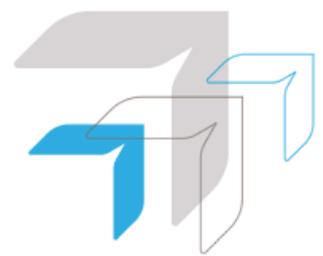
Nota: 1 Sin el impuesto al valor agregado. 2 Promedio estimado.



3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

| Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones | Nueve meses | | | Tercer trimestre | | |
|--|-------------|--------------|-------------|------------------|-------------|--------------|
| | 2024 | 2023 | Δ% | 2024 | 2023 | Δ% |
| Ingresos por ventas | 596 | 548 | +9% | 228 | 207 | +10% |
| <i>Ventas en el mercado local</i> | 512 | 411 | +25% | 201 | 181 | +11% |
| <i>Ventas en el mercado exterior</i> | 84 | 137 | -39% | 28 | 26 | +5% |
| Costo de ventas | (387) | (319) | +21% | (153) | (121) | +26% |
| Resultado bruto | 209 | 229 | -9% | 75 | 86 | -13% |
| Gastos de comercialización | (46) | (38) | +21% | (17) | (13) | +31% |
| Gastos de administración | (57) | (56) | +2% | (21) | (18) | +17% |
| Gastos de exploración | - | (7) | -100% | - | - | NA |
| Otros ingresos operativos | 67 | 64 | +5% | 25 | 39 | -36% |
| Otros egresos operativos | (22) | (26) | -15% | (8) | (13) | -38% |
| Deterioro de activos financieros | (10) | - | NA | - | - | NA |
| Deterioro de PPE | (19) | - | NA | (19) | - | NA |
| Resultado operativo | 122 | 166 | -27% | 35 | 81 | -57% |
| Ingresos financieros | 1 | 2 | -50% | 1 | 1 | - |
| Gastos financieros | (71) | (157) | -55% | (22) | (60) | -63% |
| Otros resultados financieros | (17) | 7 | NA | (3) | (18) | -83% |
| Resultados financieros, netos | (87) | (148) | -41% | (24) | (77) | -69% |
| Resultado antes de impuestos | 35 | 18 | +94% | 11 | 4 | +175% |
| Impuesto a las ganancias | 36 | (2) | NA | (15) | (2) | NA |
| Resultado del período | 71 | 16 | NA | (4) | 2 | NA |
| EBITDA ajustado | 310 | 291 | +7% | 122 | 132 | -8% |
| Altas de PPE y derechos de uso | 243 | 385 | -37% | 50 | 169 | -70% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 183 | 125 | +46% | 73 | 52 | +40% |

En el 3T24, las **ventas** en el segmento de petróleo y gas crecieron un 10% vs. 3T23, principalmente debido a mayores entregas de gas bajo el Plan Gas, gracias al GPNK habilitado en agosto de 2023. No obstante, las entregas se vieron limitadas por restricciones de transporte, debido a retrasos en la puesta en marcha de las plantas compresoras del GPNK y temperaturas más altas en septiembre. También contribuyeron a la suba los mejores precios de venta de gas a distribuidoras, como resultado de los [incrementos tarifarios a la demanda](#), y los mejores precios y volúmenes de crudo. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas de gas a grandes usuarios y exportaciones a Chile, afectados por menor actividad económica y alta hidráulica, respectivamente.



| Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas | 2024 | | | 2023 | | | Variación | | |
|---|----------|--------|-------------|----------|--------|-------------|-----------|------|-------|
| | Petróleo | Gas | Total | Petróleo | Gas | Total | Petróleo | Gas | Total |
| Nueve meses | | | | | | | | | |
| Volumen | | | | | | | | | |
| Producción | | | | | | | | | |
| En miles de m ³ /día | 0,8 | 13.382 | | 0,8 | 10.793 | | | | |
| En millones de pie cúbicos/día | | 473 | | | 381 | | +2% | +24% | +22% |
| En miles de boe/día | 5,0 | 78,8 | 83,8 | 4,9 | 63,5 | 68,5 | | | |
| Ventas | | | | | | | | | |
| En miles de m ³ /día | 0,8 | 13.331 | | 0,8 | 10.827 | | | | |
| En millones de pie cúbicos/día | | 471 | | | 382 | | -10% | +23% | +21% |
| En miles de boe/día | 4,8 | 78,5 | 83,3 | 5,3 | 63,7 | 69,0 | | | |
| Precio Promedio | | | | | | | | | |
| En US\$/bbl | 71,0 | | | 65,5 | | | +8% | -13% | |
| En US\$/MBTU | | 3,9 | | | 4,5 | | | | |
| Tercer trimestre | | | | | | | | | |
| Volumen | | | | | | | | | |
| Producción | | | | | | | | | |
| En miles de m ³ /día | 0,9 | 13.944 | | 0,7 | 12.860 | | | | |
| En millones de pie cúbicos/día | | 492 | | | 454 | | +16% | +8% | +9% |
| En miles de boe/día | 5,4 | 82,1 | 87,5 | 4,7 | 75,7 | 80,4 | | | |
| Ventas | | | | | | | | | |
| En miles de m ³ /día | 0,9 | 13.632 | | 0,7 | 12.885 | | | | |
| En millones de pie cúbicos/día | | 481 | | | 455 | | +18% | +6% | +7% |
| En miles de boe/día | 5,5 | 80,2 | 85,7 | 4,6 | 75,8 | 80,5 | | | |
| Precio Promedio | | | | | | | | | |
| En US\$/bbl | 71,9 | | | 63,1 | | | +14% | -6% | |
| En US\$/MBTU | | 4,4 | | | 4,7 | | | | |

Nota: Producción neta en Argentina. Volumen de gas estandarizado a 9.300 kilocalorías (kCal).

En cuanto al **desempeño operativo**, la producción total en el 3T24 fue de 87,5 kboe por día (+9% vs. 3T23, pero -4% vs. 2T24), con un aumento en la **producción de gas** a 13,9 millones de m³ por día (+8% vs. 3T23, pero -4% vs. 2T24), impulsado por la última ronda 4.2 de Plan Gas, ligado al llenado del GPNK, pero limitado por restricciones de transporte. La menor demanda de gas a Chile e industrias, así como también el clima más caluroso en septiembre, compensaron parcialmente el aumento interanual y vs. 2T24.

En el **análisis por bloque de gas**, el 57% de la producción total en el 3T24 provino de El Mangrullo, donde alcanzamos los 8,0 millones de m³ por día (+7% vs. 3T23, pero -13% vs. 2T24), seguido del 29% de Sierra Chata, donde ascendió a 4,0 millones de m³ por día (+18% vs. 3T23 y +20% vs. 2T24). La sobresaliente productividad de los pozos *shale* de Sierra Chata alcanzaron récord de producción en julio con 5,0 millones de m³ por día. En las áreas no operadas, Río Neuquén se mantuvo en 1,7 millones de m³ por día (+2% vs. 3T23 y similar al 2T24), mientras que Rincón del Mangrullo continuó con su declinación natural, registrando 0,2 millones de m³ por día (-21% vs. 3T23 y -9% vs. 2T24).

El **precio de gas** en el 3T24 fue de US\$4,4 por MBTU (-6% vs. 3T23, pero +10% vs. 2T24, por estacionalidad), principalmente por menores exportaciones a Chile y ventas a grandes usuarios, parcialmente compensado por mayores precios a los segmentos minoristas, producto de los **aumentos tarifarios**. Como resultado, la compensación por Plan Gas disminuyó un 41% vs. 3T23, a US\$18 millones.

En cuanto a las **entregas de gas**, en el 3T24 el 46% fue destinado distribuidoras y el 40% a despacho térmico, ambos segmentos bajo el Plan Gas. El 7% abasteció al mercado industrial/*spot*, el 3%



fue exportado y el remanente fue insumo para nuestras plantas de petroquímica. Comparado con el 3T23, el 41% abasteció al segmento minorista, 41% a despacho térmico, 10% al mercado industrial/spot, 5% fue exportado, y el remanente se destinó a nuestras plantas de petroquímica.

La **producción de petróleo** fue de 5,4 kbbl por día en el 3T24 (+16% vs. 3T23 y similar al 2T24), explicado por el inicio de producción de *shale oil* en Rincón de Aranda (+1,2 kbbl por día), parcialmente compensado por caídas interanuales de 0,2 kbbl por día en El Tordillo y 0,5 kbbl por día en Los Blancos.

El **precio de petróleo** subió un 14% interanual a US\$71,9 por barril, siendo muy similar los valores comercializados entre el mercado doméstico y las exportaciones. El 54% de las ventas fueron destinadas al mercado doméstico, mientras que en el 3T23 fue 85%.

Registramos un **costo de extracción⁵** de US\$48 millones en el 3T24 (+16% vs. 3T23 y +9% vs. 2T24), principalmente por el desarrollo de *shale oil* en Rincón de Aranda y, en menor medida, mayor costo de transporte y tratamiento de gas. El **costo de extracción por boe** ascendió a US\$6,0/boe producido en el 3T24, vs. US\$5,6/boe en 3T23 (+6%) y US\$5,3/boe en 2T24 (+12%). Sin embargo, el **costo de extracción del gas** se redujo en un 2% vs. 3T23 a US\$0,8/MBTU, explicado por los mayores volúmenes de producción.

En cuanto a los **otros ingresos y costos operativos**, se destacan los mayores costos de stock de crudo y regalías por subas del precio del petróleo y producción de gas. Asimismo, las compensaciones por Plan Gas fueron de US\$18 millones, una disminución del 41% interanual por el **incremento en precios cobrado a las distribuidoras**, mencionado anteriormente. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores intereses por mora, explicado por el aumento en la facturación interanual por Plan Gas.

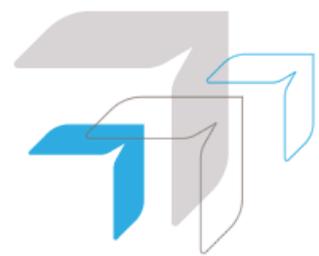
En el 3T24 los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$24 millones, una mejora del 69% vs. 3T23, debido a menores intereses financieros por la disminución en el *stock* de deuda en AR\$ y menores pérdidas por diferencia de cambio producto de la menor devaluación sobre los créditos por ventas en AR\$, parcialmente compensados por menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros.

| Reconciliación del EBITDA ajustado de E&P, en US\$ millones | Nueve meses | | Tercer trimestre | |
|--|-------------|------------|------------------|------------|
| | 2024 | 2023 | 2024 | 2023 |
| Resultado operativo | 122 | 166 | 35 | 81 |
| Depreciaciones y amortizaciones consolidadas | 183 | 125 | 73 | 52 |
| EBITDA contable | 305 | 291 | 108 | 133 |
| Eliminación de deterioro de PPE e inventarios | 19 | - | 19 | - |
| Eliminación de intereses comerciales ganados | (18) | (7) | (5) | (1) |
| Eliminación de pérdidas por reversión de Río Atuel | - | 7 | - | - |
| Ajuste sobre desvalorización de crédito con CAMMESA | 4 | - | - | - |
| EBITDA ajustado de E&P | 310 | 291 | 122 | 132 |

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas fue de US\$122 millones en el 3T24 (-8% vs. 3T23), principalmente por aumento en los costos operativos y menores ventas a industrias y exportaciones, parcialmente compensado por las mayores entregas bajo Plan Gas gracias al GPNK. El EBITDA ajustado del 3T24 excluye ingresos y egresos extraordinarios y *non-cash*, y los intereses comerciales por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA.

Finalmente, las **inversiones de capital** totalizaron US\$46 millones en el 3T24, un 73% menos vs. 3T23, principalmente por el despliegue en el desarrollo de *shale gas* durante el año 2023, parcialmente compensado por el inicio del plan piloto de *shale oil* en Rincón de Aranda.

⁵ Sólo considera costos por mantenimiento, tratamiento, transporte interno y personal en boca de pozo. No incluye amortizaciones y depreciaciones.



3.4 Análisis del segmento de petroquímica

| Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones | Nueve meses | | | Tercer trimestre | | |
|--|-------------|-----------|-------------|------------------|-----------|-------------|
| | 2024 | 2023 | Δ% | 2024 | 2023 | Δ% |
| Ingresos por ventas | 394 | 389 | +1% | 140 | 132 | +6% |
| <i>Ventas en el mercado local</i> | 247 | 273 | -10% | 91 | 92 | -0% |
| <i>Ventas en el mercado exterior</i> | 147 | 116 | +27% | 48 | 40 | +21% |
| Costo de ventas | (361) | (341) | +6% | (135) | (110) | +23% |
| Resultado bruto | 33 | 48 | -31% | 5 | 22 | -77% |
| Gastos de comercialización | (9) | (12) | -25% | (3) | (4) | -25% |
| Gastos de administración | (5) | (5) | - | (2) | (2) | - |
| Otros ingresos operativos | 11 | - | NA | 3 | - | NA |
| Otros egresos operativos | (5) | (2) | +150% | (2) | (1) | +100% |
| Deterioro de inventario | - | (3) | -100% | - | - | NA |
| Resultado operativo | 25 | 26 | -4% | 1 | 15 | -93% |
| Gastos financieros | (3) | (2) | +50% | (1) | (1) | - |
| Otros resultados financieros | 4 | 7 | -43% | 3 | 4 | -25% |
| Resultados financieros, netos | 1 | 5 | -80% | 2 | 3 | -33% |
| Resultado antes de impuestos | 26 | 31 | -16% | 3 | 18 | -83% |
| Impuesto a las ganancias | 7 | (5) | NA | 4 | (3) | NA |
| Resultado del período | 33 | 26 | +27% | 7 | 15 | -53% |
| EBITDA ajustado | 28 | 33 | -15% | 2 | 16 | -88% |
| Altas de PPE | 4 | 4 | - | 2 | 1 | +100% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 3 | 4 | -25% | 1 | 1 | - |

| Reconciliación del EBITDA ajustado de petroquímica, en US\$ millones | Nueve meses | | Tercer trimestre | |
|--|-------------|-----------|------------------|-----------|
| | 2024 | 2023 | 2024 | 2023 |
| Resultado operativo | 25 | 26 | 1 | 15 |
| Depreciaciones y amortizaciones consolidadas | 3 | 4 | 1 | 1 |
| EBITDA contable | 28 | 30 | 2 | 16 |
| Eliminación de deterioro de inventarios | - | 3 | - | - |
| Eliminación de intereses comerciales ganados | (0) | (0) | (0) | (0) |
| EBITDA ajustado de petroquímica | 28 | 33 | 2 | 16 |

El **EBITDA ajustado** de petroquímica fue US\$2 millones en el 3T24, una caída del 88% en comparación con el 3T23, debido a una reducción en el *spread* internacional de productos de reforma y menores precios locales de poliestireno, sumado a una baja en el volumen local de estirénicos y mayores costos operativos en dólares. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores volúmenes de productos de reforma despachados, tanto en el mercado local como en el foráneo. Asimismo, registramos una ganancia generada por la liquidación de exportaciones a un dólar diferencial por US\$3 millones.

El **volumen** total comercializado creció 25% vs. 3T23 a 128 mil ton, traccionado por mayores despachos de la reforma de bases octánicas en el mercado local y exportaciones de nafta isomerizada y aromáticos. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la disminución de la demanda de estireno, poliestireno y caucho sintético, principalmente debido a la actividad industrial local.



Durante el 3T24 los **resultados financieros** arrojaron una ganancia de US\$2 millones en el segmento de petroquímica, similar a los US\$3 millones registrados en el 3T23, debido al menor impacto de la devaluación del AR\$ sobre deudas comerciales.

| Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica | Productos | | | Total |
|---|--------------------------------------|------------------|-----------------|--------------|
| | Estireno y poliestireno ¹ | Caucho sintético | Reforma y otros | |
| Nueve meses | | | | |
| Volumen vendido 9M24 (miles de ton) | 64 | 33 | 251 | 348 |
| Volumen vendido 9M23 (miles de toneladas) | 84 | 32 | 195 | 311 |
| <i>Variación 9M24 vs. 9M23</i> | -24% | +4% | +29% | +12% |
| Precio promedio 9M24 (US\$/ton) | 1.818 | 1.841 | 861 | 1.130 |
| Precio promedio 9M23 (US\$/ton) | 1.860 | 1.813 | 891 | 1.248 |
| <i>Variación 9M24 vs. 9M23</i> | -2% | +2% | -3% | -9% |
| Tercer trimestre | | | | |
| Volumen vendido 3T24 (miles de ton) | 22 | 11 | 94 | 128 |
| Volumen vendido 3T23 (miles de toneladas) | 30 | 12 | 60 | 102 |
| <i>Variación 3T24 vs. 3T23</i> | -27% | -11% | +59% | +25% |
| Precio promedio 3T24 (US\$/ton) | 1.825 | 1.926 | 822 | 1.092 |
| Precio promedio 3T23 (US\$/ton) | 1.809 | 1.639 | 942 | 1.285 |
| <i>Variación 3T24 vs. 3T23</i> | +1% | +18% | -13% | -15% |

Nota: 1 Incluye Propileno.



3.5 Análisis del segmento de holding y otros

| Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones | Nueve meses | | | Tercer trimestre | | |
|---|-------------|------------|--------------|------------------|-------------|-------------|
| | 2024 | 2023 | Δ% | 2024 | 2023 | Δ% |
| Ingresos por ventas | 29 | 11 | +164% | 19 | 3 | NA |
| Costo de ventas | (5) | - | NA | (5) | - | NA |
| Resultado bruto | 24 | 11 | +118% | 14 | 3 | NA |
| Gastos de administración | (38) | (34) | +12% | (19) | (12) | +58% |
| Otros ingresos operativos | 4 | 1 | +300% | 3 | - | NA |
| Otros egresos operativos | (34) | (16) | +113% | (6) | (9) | -33% |
| Deterioro de activos financieros | - | (4) | -100% | - | (1) | -100% |
| Recupero/(Deterioro) de activos intangibles | - | 2 | -100% | - | - | NA |
| Resultado por venta de inversiones en sociedades | 7 | 1 | NA | - | 1 | -100% |
| Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos | 129 | 33 | +291% | 52 | 4 | NA |
| Resultado operativo | 92 | (6) | NA | 44 | (14) | NA |
| Ingresos financieros | - | 5 | -100% | - | 2 | -100% |
| Gastos financieros | (24) | (37) | -35% | (9) | (10) | -10% |
| Otros resultados financieros | 25 | 157 | -84% | 18 | 55 | -67% |
| Resultados financieros, netos | 1 | 125 | -99% | 9 | 47 | -81% |
| Resultado antes de impuestos | 93 | 119 | -22% | 53 | 33 | +61% |
| Impuesto a las ganancias | (12) | (14) | -14% | (5) | (8) | -38% |
| Resultado del período | 81 | 105 | -23% | 48 | 25 | +92% |
| EBITDA ajustado | 112 | 51 | +118% | 43 | 6 | NA |
| Altas de PPE | 4 | 4 | - | 2 | 1 | +100% |
| Depreciaciones y amortizaciones | - | - | NA | - | - | NA |

En el segmento de holding y otros, excluyendo los VPPs de las afiliadas (TGS y Transener), registramos una menor pérdida en el **margen operativo** de US\$8 millones en el 3T24 vs. US\$18 millones en 3T23, principalmente debido a [la consolidación contable desde el 1 de septiembre de 2024 de OCP Ecuador](#), la cual contribuyó US\$7 millones de resultado operativo, sumado a mayores ingresos por *fees*, parcialmente compensado por mayor devengamiento de la compensación ejecutiva debido al desempeño de la acción.

Los **resultados financieros** del 3T24 alcanzaron una ganancia neta de US\$9 millones, US\$38 millones menos que en 3T23, principalmente debido a menores ganancias por diferencia de cambio sobre las acreencias fiscales, parcialmente compensadas por mayores ganancias sobre la tenencia de instrumentos financieros.



| Reconciliación del EBITDA ajustado de holding y otros, en US\$ millones | Nueve meses | | Tercer trimestre | |
|---|-------------|------------|------------------|-------------|
| | 2024 | 2023 | 2024 | 2023 |
| Resultado operativo | 92 | (6) | 44 | (14) |
| Depreciaciones y amortizaciones consolidadas | - | - | - | - |
| EBITDA contable | 92 | (6) | 44 | (14) |
| Eliminación de resultados por VPP | (129) | (33) | (52) | (4) |
| Eliminación de intereses comerciales ganados | (0) | (0) | (0) | 0 |
| Eliminación de provisión por laudo en Río Nuquén | 16 | - | - | - |
| Eliminación de deterioro/(recupero) de act. intang. | - | (2) | - | - |
| Eliminación venta de inversiones en sociedades | (7) | (1) | - | (1) |
| EBITDA de TGS ajustado por tenencia | 113 | 73 | 40 | 21 |
| EBITDA de Transener ajustado por tenencia | 26 | 20 | 11 | 4 |
| EBITDA ajustado de holding y otros | 112 | 51 | 43 | 6 |

El **EBITDA ajustado** del segmento de holding y otros registró una ganancia de US\$43 millones en el 3T24, en comparación con US\$6 millones registrados en el 3T23. Este cálculo excluye ítems no operativos, extraordinarios y *non-cash*, e incluye el EBITDA correspondiente a nuestras participaciones accionarias en TGS y Transener.

Desde el 1 de septiembre, **OCP Ecuador** contribuyó a nuestros EEFF un EBITDA de US\$7 millones.

En **TGS**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia fue de US\$40 millones en el 3T24, un 90% superior al registrado en el 3T23, explicado principalmente por el ajuste tarifario sobre el negocio regulado de transporte del 675% desde abril de 2024, y posteriores actualizaciones en agosto y septiembre del 4% y 1%, respectivamente. En menor medida, el negocio de *midstream* registró mayor facturación por transporte y tratamiento de gas en Tratayén vs. 3T23. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas en el segmento de líquidos, debido a un mantenimiento programado en Cerri y menores precios de etano, parcialmente compensados por mejores precios de propano y butano.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia alcanzó US\$11 millones en el 3T24 vs. US\$4 millones en el 3T23, principalmente debido a la adecuación tarifaria aplicable desde el febrero de 2024 (179,7% Transener y 191,1% Transba), e incrementos en agosto y septiembre de 2024 del 6% para cada período.



3.6 Análisis del período de nueve meses, por subsidiaria y segmento

| Subsidiaria En US\$ millones | Nueve meses 2024 | | | | Nueve meses 2023 | | | |
|--|------------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|------------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|
| | % Pampa | EBITDA ajustado | Deuda neta ³ | Resultado neto ⁴ | % Pampa | EBITDA ajustado | Deuda neta ³ | Resultado neto ⁴ |
| Segmento de generación de energía | | | | | | | | |
| Diamante | 61,0% | 2 | (0) | 0 | 61,0% | 1 | (0) | 2 |
| Los Nihuales | 52,0% | (1) | (0) | (1) | 52,0% | (4) | (0) | (0) |
| VAR | 100,0% | 14 | (0) | 9 | 100,0% | 15 | - | 9 |
| Greenwind ¹ | 0,0% | - | - | - | 100,0% | 11 | - | 3 |
| CTBSA | | 81 | 203 | (56) | | 74 | 270 | 17 |
| Ajuste participación no controladora | | (41) | (101) | 28 | | (37) | (135) | (9) |
| Subtotal CTBSA ajustado por tenencia | 50,0% | 41 | 101 | (28) | 50,0% | 37 | 135 | 9 |
| Pampa individual, otras compañías y ajustes ² | | 248 | (419) | 347 | | 237 | (256) | 287 |
| Subtotal generación | | 304 | (317) | 328 | | 297 | (121) | 310 |
| Segmento de petróleo y gas | | | | | | | | |
| Pampa Energía | 100,0% | 310 | 1.029 | 71 | 100,0% | 291 | 934 | 16 |
| Subtotal petróleo y gas | | 310 | 1.029 | 71 | | 291 | 934 | 16 |
| Segmento de petroquímica | | | | | | | | |
| Pampa Energía | 100,0% | 28 | - | 33 | 100,0% | 33 | - | 26 |
| Subtotal petroquímica | | 28 | - | 33 | | 33 | - | 26 |
| Segmento de holding y otros | | | | | | | | |
| Transener | | 100 | (68) | 47 | | 78 | (39) | 35 |
| Ajuste participación no controladora | | (74) | 50 | (34) | | (57) | 29 | (26) |
| Subtotal Transener ajustado por tenencia | 26,3% | 26 | (18) | 12 | 26,3% | 20 | (10) | 9 |
| TGS | | 436 | (92) | 229 | | 257 | 82 | 88 |
| Ajuste participación no controladora | | (323) | 68 | (170) | | (184) | (59) | (63) |
| Subtotal TGS ajustado por tenencia | 25,9% | 113 | (24) | 59 | 27,9% | 73 | 23 | 24 |
| Pampa individual, otras compañías y ajustes ² | | (28) | (71) | 9 | | (42) | (0) | 71 |
| Subtotal holding y otros | | 112 | (113) | 81 | | 51 | 12 | 105 |
| Eliminaciones | | - | (60) | - | | - | (148) | - |
| Total consolidado | | 754 | 539 | 513 | | 672 | 677 | 457 |
| A nuestra tenencia accionaria | | 753 | 599 | 513 | | 673 | 824 | 457 |

Nota: 1 Desinvertido en Agosto de 2023. 2 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 3 La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. 4 Atribuible a los propietarios.



3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

| Subsidiaria En US\$ millones | 3T24 | | | | 3T23 | | | |
|---|---------|--------------------|----------------------------|--------------------------------|---------|--------------------|----------------------------|--------------------------------|
| | % Pampa | EBITDA ajustado | Deuda neta ³ | Resultado neto ⁴ | % Pampa | EBITDA ajustado | Deuda neta ³ | Resultado neto ⁴ |
| Segmento de generación de energía | | | | | | | | |
| Diamante | 61,0% | (0) | (0) | 0 | 61,0% | 1 | (0) | 1 |
| Los Nihuales | 52,0% | (1) | (0) | 0 | 52,0% | (1) | (0) | (0) |
| VAR | 100,0% | 4 | (0) | 2 | 100,0% | 5 | - | 3 |
| Greenwind ¹ | 0,0% | - | - | - | 100,0% | 2 | - | (0) |
| CTBSA | | 31 | 203 | 27 | | 32 | 270 | 7 |
| Ajuste participación no controladora | | (16) | (101) | (13) | | (16) | (135) | (4) |
| Subtotal CTBSA ajustado por tenencia | 50,0% | 16 | 101 | 13 | 50,0% | 16 | 135 | 4 |
| Pampa individual, otras compañías y ajustes ² | | 93 | (419) | 80 | | 69 | (256) | 103 |
| Subtotal generación | | 112 | (317) | 95 | | 91 | (121) | 110 |
| Segmento de petróleo y gas | | | | | | | | |
| Pampa Energía | 100,0% | 122 | 1.029 | (4) | 100,0% | 132 | 934 | 2 |
| Subtotal petróleo y gas | | 122 | 1.029 | (4) | | 132 | 934 | 2 |
| Segmento de petroquímica | | | | | | | | |
| Pampa Energía | 100,0% | 2 | - | 7 | 100,0% | 16 | - | 15 |
| Subtotal petroquímica | | 2 | - | 7 | | 16 | - | 15 |
| Segmento de holding y otros | | | | | | | | |
| Transener | | 43 | (68) | 20 | | 14 | (39) | 5 |
| Ajuste participación no controladora | | (31) | 50 | (14) | | (10) | 29 | (3) |
| Subtotal Transener ajustado por tenencia | 26,3% | 11 | (18) | 5 | 26,3% | 4 | (10) | 1 |
| TGS | | 155 | (92) | 63 | | 75 | 82 | 13 |
| Ajuste participación no controladora | | (115) | 68 | (46) | | (54) | (59) | (9) |
| Subtotal TGS ajustado por tenencia | 25,9% | 40 | (24) | 16 | 27,9% | 21 | 23 | 4 |
| Pampa individual, otras compañías, y ajustes ² | | (8) | (71) | 27 | | (19) | (0) | 20 |
| Subtotal holding y otros | | 43 | (113) | 48 | | 6 | 12 | 25 |
| Eliminaciones | | - | (60) | - | | - | (148) | - |
| Total consolidado | | 279 | 539 | 146 | | 244 | 677 | 152 |
| A nuestra tenencia accionaria | | 279 | 599 | 146 | | 245 | 824 | 152 |

Nota: **1** Desinvertido en Agosto de 2023. **2** Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. **3** La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. **4** Atribuible a los propietarios.



4. Anexo

4.1 Principales indicadores operativos por central del segmento de generación de energía

| Principales indicadores operativos del segmento de generación | Hidroeléctricas | | | Eólicas | | | | | | Subtotal hidro +eólicas | Térmicas | | | | | | | | Subtotal térmicas | Total | |
|---|-----------------|-------------|-------------|-------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------------|---------------|-------------------|
| | HINISA | HIDISA | HPPL | PEMC ¹ | PEPE2 | PEPE3 | PEPE4 | PEA | PEPE6 ² | | CTLL | CTG | CTP | CPB | CTPP | CTIW | CTGEB A | Eco-Energía | | | CTEB ³ |
| Capacidad instalada (MW) | 265 | 388 | 285 | - | 53 | 53 | 81 | 100 | 95 | 1.320 | 780 | 361 | 30 | 620 | 100 | 100 | 1.253 | 14 | 848 | 4.107 | 5.426 |
| Capacidad nueva (MW) | - | - | - | - | 53 | 53 | 81 | 100 | 95 | 382 | 184 | 100 | - | - | 100 | 100 | 565 | 14 | 279 | 1.343 | 1.724 |
| Participación de mercado | 0,6% | 0,9% | 0,7% | 0,0% | 0,1% | 0,1% | 0,2% | 0,2% | 0,2% | 3,1% | 1,8% | 0,8% | 0,1% | 1,4% | 0,2% | 0,2% | 2,9% | 0,03% | 2,0% | 9,6% | 13% |
| Nueve meses | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Generación neta 9M24 (GWh) | 569 | 413 | 659 | - | 139 | 144 | 253 | 231 | 72 | 2.480 | 3.779 | 219 | 43 | 240 | 125 | 103 | 6.324 | 54 | 3.579 | 14.467 | 16.947 |
| Participación de mercado | 0,5% | 0,4% | 0,6% | - | 0,1% | 0,1% | 0,2% | 0,2% | 0,1% | 2,3% | 3,5% | 0,2% | 0,0% | 0,2% | 0,1% | 0,1% | 5,9% | 0,1% | 3,3% | 13,5% | 15,8% |
| Ventas 9M24 (GWh) | 569 | 413 | 659 | - | 147 | 144 | 253 | 231 | 69 | 2.485 | 3.732 | 473 | 43 | 240 | 125 | 103 | 6.644 | 115 | 3.579 | 15.054 | 17.539 |
| Generación neta 9M23 (GWh) | 286 | 238 | 726 | 193 | 159 | 162 | 180 | 219 | - | 2.162 | 3.882 | 119 | 46 | 583 | 251 | 243 | 5.563 | 53 | 3.061 | 13.800 | 15.963 |
| Variación 9M24 vs. 9M23 | +99% | +74% | -9% | -100% | -13% | -11% | +41% | +5% | na | +15% | -3% | +83% | -6% | -59% | -50% | -58% | +14% | +3% | +17% | +5% | +6% |
| Ventas 9M23 (GWh) | 287 | 238 | 726 | 193 | 159 | 162 | 180 | 219 | - | 2.163 | 3.882 | 374 | 46 | 583 | 251 | 243 | 6.106 | 110 | 3.060 | 14.655 | 16.818 |
| Precio prom. 9M24 (US\$/MWh) | 14 | 22 | 12 | na | 81 | 64 | 64 | 82 | 64 | 34 | 20 | 52 | 27 | 97 | na | na | 36 | 38 | 30 | 35 | 35 |
| Precio prom. 9M23 (US\$/MWh) | 23 | 37 | 12 | 70 | 75 | 68 | 68 | 80 | na | 42 | 19 | 76 | 30 | 40 | 114 | 93 | 38 | 39 | 30 | 35 | 35 |
| Margen bruto prom. 9M24 (US\$/MWh) | 4 | 10 | 4 | na | 56 | 65 | 65 | 63 | 60 | 25 | 17 | 21 | 1 | 19 | na | na | 19 | 11 | 25 | 22 | 22 |
| Margen bruto prom. 9M23 (US\$/MWh) | 0 | 14 | 4 | 59 | 56 | 63 | 63 | 69 | na | 29 | 15 | 26 | 6 | 7 | 91 | 71 | 20 | 13 | 23 | 21 | 22 |
| Tercer trimestre | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Generación neta 3T24 (GWh) | 152 | 98 | 290 | - | 53 | 52 | 89 | 73 | 69 | 877 | 1.370 | 41 | 6 | 69 | 38 | 36 | 2.155 | 19 | 1.340 | 5.074 | 5.951 |
| Participación de mercado | 0,4% | 0,3% | 0,8% | - | 0,2% | 0,2% | 0,3% | 0,2% | 0,2% | 2,5% | 3,9% | 0,1% | 0,0% | 0,2% | 0,1% | 0,1% | 6,2% | 0,1% | 3,9% | 14,6% | 17,1% |
| Ventas 3T24 (GWh) | 152 | 98 | 290 | - | 59 | 52 | 89 | 73 | 67 | 880 | 1.370 | 123 | 6 | 69 | 38 | 36 | 2.260 | 39 | 1.340 | 5.280 | 6.161 |
| Generación neta 3T23 (GWh) | 74 | 84 | 439 | 28 | 57 | 57 | 97 | 77 | - | 912 | 1.211 | 34 | 10 | - | 42 | 29 | 1.558 | 23 | 1.167 | 4.073 | 4.985 |
| Variación 3T24 vs. 3T23 | +106% | +17% | -34% | -100% | -6% | -9% | -8% | -6% | na | -4% | +13% | +23% | -34% | na | -10% | +25% | +38% | -16% | +15% | +25% | +19% |
| Ventas 3T23 (GWh) | 74 | 84 | 439 | 28 | 57 | 57 | 97 | 77 | - | 912 | 1.211 | 101 | 9 | - | 42 | 29 | 1.739 | 42 | 1.167 | 4.340 | 5.252 |
| Precio prom. 3T24 (US\$/MWh) | 18 | 30 | 13 | na | 86 | 64 | 64 | 82 | 64 | 38 | 20 | 75 | 71 | 132 | na | na | 38 | 37 | 29 | 35 | 36 |
| Precio prom. 3T23 (US\$/MWh) | 25 | 31 | 8 | 71 | 68 | 69 | 69 | 80 | na | 34 | 16 | 85 | 43 | na | na | na | 46 | 35 | 31 | 39 | 38 |
| Margen bruto prom. 3T24 (US\$/MWh) | 5 | 11 | 5 | na | 48 | 50 | 50 | 60 | 59 | 25 | 16 | 34 | 17 | 51 | na | 138 | 19 | 1 | 24 | 22 | 23 |
| Margen bruto prom. 3T23 (US\$/MWh) | (10) | 12 | 4 | 57 | 42 | 64 | 64 | 69 | na | 23 | 12 | 24 | 8 | na | na | na | 23 | 9 | 26 | 23 | 23 |

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** 100% de Pampa desde agosto de 2022 hasta julio de 2023. **2** Habilitación gradual: 13,5 MW (jun-24), 31,5 MW (jul-24), 18 MW (ago-24), 31,5 MW (sep-24) y 18 MW (oct-24). **3** Co-operada por Pampa (participación accionaria del 50%).



4.2 Producción de petróleo y gas en los principales bloques

| En miles de boe diarios, a nuestra tenencia | Nueve meses | | | Tercer trimestre | | |
|---|-------------|-------------|-------------|------------------|-------------|-------------|
| | 2024 | 2023 | Variación | 2024 | 2023 | Variación |
| Gas natural | | | | | | |
| El Mangrullo | 48,3 | 38,4 | +26% | 47,0 | 43,8 | +7% |
| Río Neuquén | 9,5 | 9,2 | +3% | 9,8 | 9,6 | +2% |
| Sierra Chata | 19,0 | 13,4 | +42% | 23,4 | 19,8 | +18% |
| Rincón del Mangrullo ¹ | 1,3 | 1,5 | -14% | 1,1 | 1,4 | -21% |
| Otros | 0,8 | 1,1 | -30% | 0,8 | 1,0 | -27% |
| Subtotal de gas natural | 78,8 | 63,5 | +24% | 82,1 | 75,7 | +8% |
| Petróleo | | | | | | |
| El Tordillo ² | 1,6 | 2,1 | -22% | 1,6 | 1,8 | -8% |
| Gobernador Ayala | 1,1 | 1,1 | -8% | 1,0 | 1,1 | -8% |
| Rincón de Aranda | 0,9 | - | na | 1,2 | - | na |
| Petróleo asociado ³ | 1,3 | 1,1 | +21% | 1,3 | 1,1 | +19% |
| Otros | 0,2 | 0,6 | -70% | 0,2 | 0,6 | -75% |
| Subtotal de petróleo | 5,0 | 4,9 | +2% | 5,4 | 4,7 | +16% |
| Total | 83,8 | 68,5 | +22% | 87,5 | 80,4 | +9% |

Nota: Producción en Argentina. **1** No incluye formación *shale*. **2** Incluye el bloque La Tapera - Puesto Quiroga. **3** Proviene de bloques gasíferos.



5. Glosario de términos

| Término | Definición |
|-------------------------|--|
| 2T24 | Segundo trimestre de 2024 |
| 3T24/3T23 | Tercer trimestre de 2024/Tercer trimestre de 2023 |
| ADR/ADS | <i>American Depositary Receipt</i> |
| AR\$ | Pesos Argentinos |
| Bbl | Barril |
| BCRA | Banco Central de la República Argentina |
| Boe | Barriles de petróleo equivalente |
| ByMA | Bolsas y Mercados Argentinos |
| CAMMESA | Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. |
| CC | Ciclo Combinado |
| CNY | Renminbi, moneda de la República Popular de China |
| CPB | Central Piedra Buena |
| CTBSA | CT Barragán S.A. |
| CTEB | Central Térmica Ensenada Barragán |
| CTG | Central Térmica Güemes |
| CTGEBA | Central Térmica Genelba |
| CTIW | Central Térmica Ingeniero White |
| CTLL | Central Térmica Loma De La Lata |
| CTP | Central Térmica Piquirenda |
| CTPP | Central Térmica Parque Pilar |
| E&P | Exploración y Producción |
| EBITDA | Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones |
| EcoEnergía | Central de Cogeneración EcoEnergía |
| EEFF | Estados financieros |
| ENARGAS | Ente Nacional Regulador del Gas |
| ENARSA | Energía Argentina S.A. |
| ENRE | Ente Nacional Regulador de la Electricidad |
| GPNK | Gasoducto Presidente Néstor Kirchner |
| GWh | Gigawatt-hora |
| HIDISA | Hidroeléctrica Diamante S.A. |
| HINISA | Hidroeléctrica Los Nihuales S.A. |
| HPPL | Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú |
| Kbbl/kboe | Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo |
| M ³ | Metros Cúbicos |
| MBTU | Millón de <i>British Thermal Unit</i> |
| MW/MWh | Megawatt/Megawatt-hora |
| N.a. | No aplica |
| NIIF | Normas Internacionales de Información Financiera |
| OCP Ecuador | Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador S.A. |
| ON | Obligaciones Negociables |
| ON 2027 | Obligaciones Negociables con vencimiento en 2027 |
| ON 2031 | Obligaciones Negociables con vencimiento en 2031 |
| Pampa/Sociedad/Compañía | Pampa Energía S.A. |
| PEA | Parque Eólico Arauco II, etapa 1 y 2 |
| PEMC | Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro |



| Término | Definición |
|----------------|--|
| PEPE | Parque Eólico Pampa Energía |
| PIST | Punto de Ingreso al Sistema de Transporte |
| Plan Gas | Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para Todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023 – 2028 (Decreto PEN N° 730/22) y Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU N° 892/20 y normas complementarias) |
| PPA | <i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad |
| PPE | Propiedades, Planta y Equipo |
| Res. | Resolución/Resoluciones |
| RTI | Revisión Tarifaria Integral |
| SACDE | Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico |
| SCEyM | Secretaría de Coordinación de Energía y Minería |
| SE | Secretaría de Energía |
| SSEE | Subsecretaría de Energía Eléctrica |
| TCN | Tipo de cambio nominal |
| TG | Turbina a gas |
| TGS | Transportadora de Gas del Sur S.A. |
| Ton | Tonelada métrica |
| Transba | Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires Transba S.A. |
| Transener | Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. |
| TV | Turbina a vapor |
| US\$ | Dólares Estadounidenses |
| US\$-link | Instrumento cuyo rendimiento está intrínsecamente ligado a la cotización del US\$ BCRA 3500 |
| US\$-MEP | Instrumento cuya integración se realiza con US\$ billete en el mercado local |
| VPP | Valor Patrimonial Proporcional |