

Informe de resultados 2T23



Pampa Energía, empresa privada con activa participación en las cadenas de valor de electricidad y gas de Argentina, anuncia los resultados correspondientes a los períodos de seis meses y trimestre finalizados el 30 de junio de 2023.

Buenos Aires, 9 de agosto de 2023

Información accionaria



Bolsas y
Mercados Argentinos
Símbolo: PAMP



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

Capital emitido neto de recompras y reducciones al 8 de agosto de 2023:

1.363,5 millones acciones
ordinarias/54,5 millones de ADSs

Capitalización bursátil:

AR\$1.336,7 mil millones/
US\$2.245 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora: jueves 10 de agosto
10.00 a.m. de Nueva York
11.00 a.m. de Buenos Aires

Link de acceso:

bit.ly/Pampa2Q2023VC

Para más información de Pampa

- Correo electrónico:
investor@pampaenergia.com
- Página web para inversores:
ri.pampaenergia.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. Sin embargo, las cifras de las afiliadas Transener y TGS están ajustadas por inflación al 30 de junio de 2023 y se expresan en US\$ tomando el TCN de cierre del período. Los valores reportados en US\$ de períodos anteriores se mantienen sin cambios.

Principales resultados del 2T23¹

Ventas por US\$464 millones², similares al 2T22, explicadas por mejores precios y volumen de gas, la incorporación de PEMC y PEA³ y mayor volumen de reforma, compensados por la caída de precios en petroquímica y crudo, y menores ingresos de energía base.

Desempeño operativo destacado por la reforma y el CC de CTB:

Principales indicadores operativos de Pampa		2T23	2T22	Variación
Electricidad	Generación (GWh)	5.218	4.477	+17%
	Margen bruto (US\$/MWh)	22,6	22,1	+2%
Hidrocarburos	Producción (miles de boe/día)	67,3	64,6	+4%
	Producción de gas sobre total	92%	92%	+0%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	4,7	4,4	+7%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)	65,1	72,6	-10%
Petroquímica	Volumen vendido (miles de ton)	106	91	+17%
	Precio promedio (US\$/ton)	1.240	1.738	-29%

EBITDA ajustado⁴ de US\$222 millones, 13% menos que en 2T22, explicado por disminuciones del 53% en holding y otros, 48% en petroquímica, 4% en petróleo y gas, y 1% en generación.

Aumento del 156% en la ganancia atribuible a los accionistas, alcanzando los US\$166 millones, explicado por la tenencia de instrumentos financieros y, en menor medida, la devaluación sobre la posición neta pasiva en AR\$, parcialmente compensados por mayores intereses por suba de deuda en AR\$, e impuesto a las ganancias.

La deuda neta continuó descendiendo hasta alcanzar los US\$787 millones, con un ratio de endeudamiento neto de 1,1x.

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 a nuestra tenencia por US\$97 millones, los cuales bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo expuestos en "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

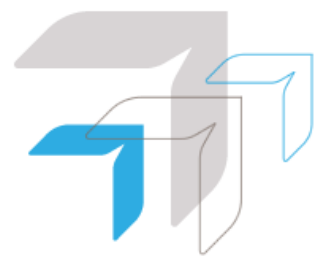
³ Se consolida PEMC desde que es 100% Pampa, en agosto de 2022; en proceso de desinversión. PEA fue adquirido en diciembre de 2022.

⁴ EBITDA ajustado consolidado representa los resultados antes de resultados financieros, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos extraordinarios y *non-cash*, VPP y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF e incluye EBITDA a nuestra tenencia de afiliadas. Para más información, [ver la sección 3.1 de este Informe](#).



Índice

Bases de presentación.....	1
Principales resultados del 2T23	1
1. Hechos relevantes	3
1.1 Segmento de petróleo y gas	3
1.2 Segmento de generación.....	4
1.3 TGS: adjudicación de la operación del GPNK y ampliación del <i>midstream</i>	4
1.4 Reducción del capital social	5
2. Indicadores financieros relevantes.....	6
2.1 Estado de situación patrimonial consolidado	6
2.2 Estado de resultados consolidado	7
2.3 Estado de caja y deuda financiera	8
3. Análisis de los resultados del 2T23	11
3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado	11
3.2 Análisis del segmento de generación de energía.....	12
3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas.....	14
3.4 Análisis del segmento de petroquímica.....	17
3.5 Análisis del segmento de holding y otros.....	19
3.6 Análisis del período de seis meses, por subsidiaria y segmento	20
3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento	21
4. Anexo	22
4.1 Principales indicadores operativos por central de generación de energía.....	22
4.2 Producción en los principales bloques de petróleo y gas	23
5. Glosario de términos.....	24



1. Hechos relevantes

1.1 Segmento de petróleo y gas

Intercambio de activos con Total Austral e inicio del desarrollo de shale oil en Pampa

El 23 de junio de 2023 Pampa acordó con Total Austral S.A. (Suc. Argentina) la adquisición del 45% del área Rincón de Aranda, convirtiendo a Pampa en la única propietaria del bloque. Como parte de este acuerdo, Pampa cederá el 100% de su participación accionaria en Greenwind, cuyo único activo es PEMC.

Rincón de Aranda es un bloque exploratorio de 240 km², ubicado en la Cuenca Neuquina, en el corazón de la ventana de crudo de Vaca Muerta, en la provincia del Neuquén. Tiene un pozo productivo que actualmente está cerrado, y un pozo sin completar, ambos perforados en 2019. Si bien hoy el bloque no se encuentra en producción, su proximidad a importantes áreas productivas de la formación Vaca Muerta hace que sus perspectivas técnicas sean muy positivas.

El cierre de dicha transacción está sujeto al cumplimiento de condiciones precedentes, incluyendo el otorgamiento de una CENCH para Rincón de Aranda, extendiendo su explotación por 35 años. En ese sentido, el 31 de julio de 2023, la Provincia del Neuquén aprobó la cesión de participación y otorgó la CENCH a favor de Pampa (Decreto N° 1.435/23). La cesión de los derechos sobre el bloque y la CENCH serán efectivas al cierre de la transacción, que a la fecha aún se encuentra pendiente.

PEMC, inaugurado por Pampa en mayo de 2018, es un parque eólico de 100 MW ubicado en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Fue el primer proyecto eólico de Pampa y también el de mayor envergadura en operación dentro del programa RenovAr 1. El promedio anual de EBITDA asciende a US\$21 millones. El acuerdo incluye la cesión de la deuda de Greenwind (US\$79 millones al 30 de junio de 2023).

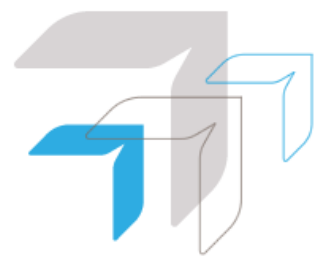
Si bien esta transacción representa un hito muy importante, Pampa mantiene intacto su total compromiso con la energía renovable, la cual es fundamental para nuestro objetivo: ser un proveedor líder de energía eficiente. Desde 2018, Pampa ha estado activa en el desarrollo de energía eólica, posicionándonos como una de las empresas líderes en generación de energía renovable en Argentina. Recientemente, completamos [la habilitación de PEPE IV y comenzamos la construcción de PEPE VI](#). Cabe destacar que el proyecto completo es de 300 MW y se estima una inversión total de US\$500 millones.

Con la incorporación total de Rincón de Aranda, Pampa diversifica su presencia en el sector energético y refuerza su compromiso con el desarrollo de reservas en Vaca Muerta, en un bloque de *shale oil* que muestra un gran potencial productivo. Actualmente, Pampa es el tercer productor de gas de la Cuenca Neuquina, tiene participación en el 8% de la superficie de Vaca Muerta, y para el período 2020-2023, Pampa completará inversiones por más de US\$1.100 millones para ampliar su producción de gas.

Nuevo récord de producción máxima de gas natural

En línea con nuestro compromiso de producción bajo el Plan Gas.Ar, el 30 de junio de 2023 alcanzamos una producción récord de 13,5 millones de m³/día, lo cual representó un aumento del 18% vs. registro máximo del 2022.

A diferencia de años anteriores, este destacado crecimiento se apoya principalmente en la producción de *shale gas* de Vaca Muerta, cuyo desarrollo comenzó en la campaña 2022-2023. En particular, 60% de los 13,5 millones de m³/día producidos provinieron de El Mangrullo, y 25% de Sierra Chata, ambos entre los principales bloques gasíferos en la Cuenca Neuquina.



Permisos de exportación de gas

La SE autorizó a Pampa a exportar gas en condición firme a Chile por 0,9 millones de m³/día durante el invierno de julio a septiembre de 2023. Este volumen se ampliará a 1,5 millones de m³/día desde octubre de 2023 hasta abril de 2024.

1.2 Segmento de generación

Habilitación completa de PEPE IV e inicio de construcción de PEPE VI

Entre el 11 de mayo y 17 de junio de 2023, se habilitaron ocho aerogeneradores Vestas de 4,5 MW cada uno, completando así la habilitación de PEPE IV, ubicado en Coronel Rosales, provincia de Buenos Aires. Los 18 aerogeneradores instalados en PEPE IV aportan 81 MW de energía renovable al sistema nacional. La construcción de dicho parque demandó una inversión de más de US\$120 millones. La energía generada se comercializa en el MAT ER a través de PPA en US\$ con privados.

Asimismo, ya se inició la construcción de PEPE VI, contiguo a PEMC, cuya primera etapa es de 94,5 MW y la segunda etapa se incrementará hasta alcanzar los 140 MW en el segundo semestre de 2024. Para ese entonces, se prevé que Pampa cuente con 427 MW de potencia renovable, posicionándonos como una de las principales generadoras eólicas del país.

Licitación para incorporar generación térmica

El 27 de julio de 2023, la SE convocó a una subasta para incorporar entre 2.250 y 3.000 MW de potencia de generación o co-generación térmica, con el objetivo de sustituir o repotenciar la capacidad existente y mejorar la confiabilidad y sustentabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista (Res. SE N° 621/23).

Los proyectos adjudicados obtendrán un PPA con CAMMESA por hasta 15 años, pudiendo habilitarse comercialmente entre 2025 y 2028. La remuneración del PPA estará compuesta principalmente por un precio por potencia base entre US\$9.000 y US\$19.800/MW-mes (dependiendo del renglón de la convocatoria), y un cargo por operación y mantenimiento, el cual comprende un precio fijo en US\$/MW-mes y variable en US\$/MWh según el combustible utilizado.

La SE evaluará la eficiencia, el precio de la potencia y la ubicación de los proyectos ofertados, privilegiándose la instalación en los nodos críticos determinados en la licitación. La fecha límite para la presentación de ofertas es el 31 de agosto de 2023, adjudicándose el 10 de octubre de 2023. Pampa se encuentra evaluando su participación en dicha licitación.

1.3 TGS: adjudicación de la operación del GPNK y ampliación del *midstream*

El 5 de junio de 2023, ENARSA adjudicó a TGS la operación y mantenimiento del tramo Tratayén – Salliqueló del GPNK por 5 años, prorrogable por hasta 12 meses adicionales. El GPNK, inaugurado el 9 de julio de 2023 y habilitado para operación el 3 de agosto de 2023, cuenta con una extensión de 573 km y capacidad inicial para transportar 11 millones de m³/día, atravesando las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires. La licencia incluye las correspondientes instalaciones subterráneas y de superficie, además de las plantas compresoras asociadas en Tratayén y Salliqueló.

Para hacer frente al aumento de producción de gas desde la Cuenca Neuquina, desde 2018 TGS ha desarrollado su negocio de *midstream*, por el cual construyó un gasoducto colector de 182 km que atraviesa la formación Vaca Muerta, con capacidad de transporte por hasta 60 millones de m³/día. En agosto de 2023 se habilitará la extensión en el tramo norte por 32 km (Los Toldos I Sur – El Trapial), con capacidad de transporte de 17 millones de m³/día y una inversión de US\$49 millones. Asimismo, TGS instaló una planta de acondicionamiento de gas en Tratayén, con capacidad de 14,8 millones de m³/día. Para el primer semestre de 2024, se adicionarán dos plantas de acondicionamiento, cada una con una capacidad de 6,6 millones de m³/día, cuya inversión se estima en US\$270 millones.



1.4 Reducción del capital social

El 18 de julio de 2023 se efectivizó la cancelación de 20 millones de acciones (equivalentes a 0,8 millones de ADR), previamente aprobada por la asamblea del 26 de abril de 2023. A la fecha, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.363.520.380 acciones ordinarias o 54.540.815 ADRs equivalentes.



2. Indicadores financieros relevantes

2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

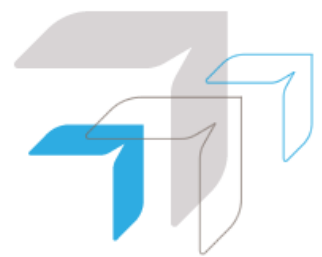
Montos en millones	Al 30.06.2023		Al 31.12.2022	
	AR\$	US\$ TC 256,7	AR\$	US\$ TC 177,16
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	585.004	2.279	383.464	2.165
Activos intangibles	25.252	98	24.364	138
Derechos de uso	1.982	8	1.521	9
Activo por impuesto diferido	8.491	33	6.326	36
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	240.004	935	159.833	902
Inversiones a costo amortizado	25.853	101	18.000	102
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	7.053	27	4.867	27
Otros activos	121	0	91	1
Créditos por ventas y otros créditos	6.660	26	3.415	19
Total del activo no corriente	900.420	3.508	601.881	3.397
Inventarios	47.714	186	30.724	173
Inversiones a costo amortizado	3.006	12	1.357	8
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	169.968	662	103.856	586
Instrumentos financieros derivados	146	1	161	1
Créditos por ventas y otros créditos	116.646	454	83.328	470
Efectivo y equivalentes de efectivo	50.749	198	18.757	106
Total del activo corriente	388.229	1.512	238.183	1.344
Activos clasificados como mantenidos para la venta	46.631	182	-	-
Total del activo	1.335.280	5.202	840.064	4.742
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los propietarios	669.365	2.608	403.463	2.277
Participación no controladora	1.684	7	1.157	7
Total del patrimonio	671.049	2.614	404.620	2.284
PASIVO				
Provisiones	38.250	149	26.062	147
Pasivo por impuesto a las ganancias e IGMP	37.356	146	31.728	179
Pasivo por impuesto diferido	17.596	69	19.854	112
Planes de beneficios definidos	8.362	33	4.908	28
Préstamos	333.830	1.300	237.437	1.340
Deudas comerciales y otras deudas	8.485	33	3.757	21
Total del pasivo no corriente	443.879	1.729	323.746	1.827
Provisiones	1.003	4	779	4
Pasivo por impuesto a las ganancias	4.493	18	927	5
Cargas fiscales	7.398	29	4.966	28
Planes de beneficios definidos	928	4	1.021	6
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	5.404	21	5.627	32
Instrumentos financieros derivados	133	1	318	2
Préstamos	91.688	357	48.329	273
Deudas comerciales y otras deudas	74.368	290	49.731	281
Total del pasivo corriente	185.415	722	111.698	630
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	34.937	136	-	-
Total del pasivo	664.231	2.588	435.444	2.458
Total del pasivo y del patrimonio	1.335.280	5.202	840.064	4.742



2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Primer semestre				Segundo trimestre			
	2023		2022		2023		2022	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	194.256	895	99.523	874	110.341	464	55.512	462
<i>Ventas en el mercado local</i>	154.309	708	78.708	688	86.900	363	44.999	372
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	39.947	187	20.815	186	23.441	101	10.513	90
Costo de ventas	(117.939)	(555)	(60.896)	(540)	(67.401)	(290)	(34.652)	(294)
Resultado bruto	76.317	340	38.627	334	42.940	174	20.860	168
Gastos de comercialización	(7.723)	(34)	(3.721)	(33)	(4.530)	(18)	(1.658)	(12)
Gastos de administración	(19.564)	(89)	(7.326)	(63)	(11.254)	(48)	(3.797)	(31)
Gastos de exploración	(1.750)	(7)	(15)	-	(1.702)	(7)	(7)	-
Otros ingresos operativos	14.289	61	4.357	36	9.430	45	3.057	25
Otros egresos operativos	(7.375)	(35)	(2.632)	(23)	(3.530)	(22)	(964)	(8)
Deterioro de activos financieros	(937)	(3)	(519)	(4)	(646)	(3)	(392)	(3)
Deterioro de activ. intang. e invent.	(323)	(1)	(4.384)	(35)	(734)	(3)	(4.375)	(35)
Rdo. por part. en negocios conjuntos y asoc.	8.570	34	6.861	57	5.370	19	4.179	32
Resultado operativo	61.504	266	31.248	269	35.344	137	16.903	136
Ingresos financieros	428	2	450	5	235	2	204	2
Gastos financieros	(41.078)	(188)	(8.794)	(78)	(26.367)	(112)	(4.599)	(39)
Otros resultados financieros	55.461	254	(4.170)	(35)	40.818	170	(3.881)	(33)
Resultados financieros, neto	14.811	68	(12.514)	(108)	14.686	60	(8.276)	(70)
Resultado antes de impuestos	76.315	334	18.734	161	50.030	197	8.627	66
Impuesto a las ganancias	(7.087)	(29)	(29)	6	(7.730)	(33)	(376)	1
Resultado del período	69.228	305	18.705	167	42.300	164	8.251	67
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	69.097	305	18.469	165	42.179	164	8.165	66
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	131	-	236	2	121	0	86	1
Resultado por acción para los accionistas	50,36	0,22	13,37	0,12	31,01	0,12	5,92	0,05
Resultado por ADR para los accionistas	1.259,06	5,56	334,34	2,99	775,35	3,01	147,92	1,20
Promedio de acciones en circulación¹	1.372		1.381		1.360		1.380	
Acciones en circulación al final del período¹	1.360		1.380		1.360		1.380	

Nota: 1 Considera las acciones destinadas al Plan de compensación del personal, que ascendían a 3,9 millones de acciones tanto al 30 de junio de 2022 y 2023.



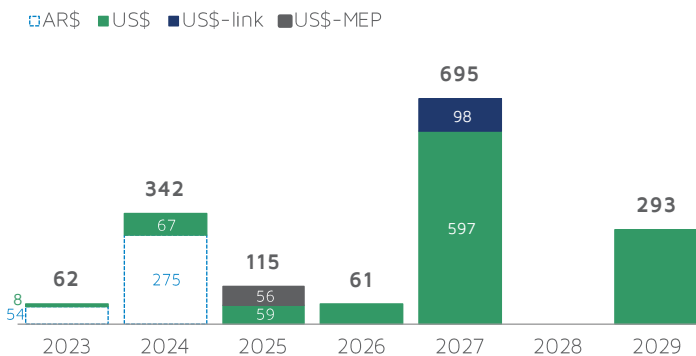
2.3 Estado de caja y deuda financiera

Al 30 de junio de 2023, 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	714	710	631	631	(83)	(80)
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	0	0	-	-	(0)	(0)
Petróleo y gas	157	157	1.027	1.027	870	870
Total bajo NIIF/Grupo Restringido	872	868	1.658	1.658	786	790
Afiliadas a nuestra participación ²	141	141	306	306	164	164
Total con afiliadas	1.013	1.009	1.963	1.963	951	954

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 consolidado de Pampa bajo NIIF ascendió a US\$1.658 millones al 30 de junio de 2023, ligeramente superior al cierre del 2022, principalmente explicado por emisiones de deuda, parcialmente compensado por la desconsolidación de la deuda financiera asociada a PEMC, debido a su desinversión que aún se encuentra pendiente. Sin embargo, la deuda neta bajó un 14%, alcanzando US\$786 millones. La deuda total en US\$ comprende el 79% de la deuda bruta, cuya tasa de interés promedio era del 8,3% para deuda en US\$, mayoritariamente a tasa fija; la deuda en US\$-link no tiene intereses, y la tasa en US\$-MEP era del 4,99%. La tasa promedio en AR\$ era del 87%. La vida de la deuda financiera promedió en 3,2 años. A continuación, se presenta el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones al cierre del 2T23:



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

Durante el 2T23, Pampa rescató la totalidad de las ON 2023 en circulación (US\$92,9 millones) y emitió la ON Clase XVI en US\$-MEP por US\$55,7 millones a tasa 4,99%, con vencimiento en noviembre de 2025, y el segundo Bono Verde (ON Clase XVII) por AR\$5.980 millones a tasa variable Badlar más 2%, con vencimiento en mayo de 2025, siendo AR\$852 millones integrados con el primer Bono Verde (ON Clase VIII) a un *ratio* de 1,0336. Asimismo, Pampa tomó créditos a corto plazo por AR\$36.168 millones y pagó financiamientos por US\$9 millones y financiaciones de importaciones por US\$5 millones.

Posterior al 2T23, Pampa pagó financiaciones de importaciones, netas, por US\$2 millones y el remanente del Bono Verde ON Clase VIII (AR\$2.283 millones), y tomó deuda bancaria a corto plazo por AR\$2.000 millones.



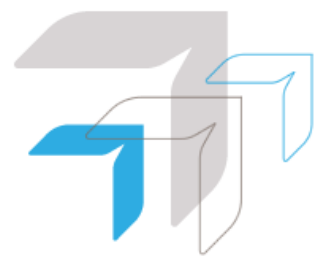
Con respecto a las afiliadas, en el 2T23, CTEB emitió la ON Clase IX en US\$-link por US\$50 millones a tasa 0% con vencimiento en abril de 2026, siendo US\$2 millones integrados con la ON Clase I a un *ratio* de 1,0033. Los US\$30 millones remanentes de la ON Clase I fueron rescatados en mayo. Por otro lado, TGS pagó financiaciones de importaciones en moneda extranjera por el equivalente a US\$2 millones, mientras que Transener pagó financiamientos por AR\$702 millones. Posteriormente, TGS tomó financiaciones de importaciones por el equivalente a US\$17 millones y refinanció deuda bancaria por US\$4 millones, mientras que Transener pagó financiamientos por AR\$56 millones.

A la fecha de emisión del presente Informe, la Sociedad se encuentra en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

Resumen de instrumentos de deuda

Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento	Monto emitido	Monto neto de recompras	Tasa pactada
En US\$					
Pampa	ON Clase IX a la par y tasa fija	2026	293	179	9,5%
	ON Clase I a descuento y tasa fija	2027	750	597	7,5%
	ON Clase III a descuento y tasa fija	2029	300	293	9,125%
TGS ¹	ON a descuento y tasa fija	2025	500	470	6,75%
En US\$-link					
Pampa	ON Clase XIII	2027	98	98	0%
CTEB ¹	ON Clase IV	2024	96	96	0%
	ON Clase VI	2025	84	84	0%
	ON Clase IX	2026	50	50	0%
En US\$-MEP					
Pampa	ON Clase XVI	2025	56	56	4,99%
En AR\$					
Pampa	ON Clase VIII (Bono Verde) ²	2023	2.283	2.283	Badlar Privada +2%
	ON Clase XI	2024	21.655	21.655	Badlar Privada +0%
	ON Clase XV	2024	18.264	18.264	Badlar Privada +2%
	ON Clase XVII (Bono Verde)	2024	5.980	5.980	Badlar Privada +2%
CTEB ¹	ON Clase VII	2023	1.754	1.754	Badlar Privada +2,98%
	ON Clase VIII	2024	4.236	4.236	Badlar Privada +1%
En UVA					
CTEB ¹	ON Clase II	2024	65	65	4%

Nota: **1** Afiliadas que bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. **2** Pagado post-2T23.



Calificación crediticia de Pampa y subsidiarias

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
Transener	FitchRatings ²	na	A+ (largo plazo)
CTEB	FitchRatings ²	na	A+

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



3. Análisis de los resultados del 2T23

Resumen por segmento Montos en US\$ millones	2T23			2T22			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Generación de electricidad	171	98	104	165	99	(18)	+4%	-1%	NA
Petróleo y Gas	187	97	15	165	102	52	+13%	-4%	-71%
Petroquímica	132	10	6	158	19	14	-16%	-48%	-57%
Holding y Otros	4	16	39	5	35	19	-20%	-53%	+105%
Eliminaciones	(30)	-	-	(31)	(1)	(1)	-3%	-100%	-100%
Total	464	222	164	462	253	66	+0%	-13%	+148%

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

3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado

Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2023	2022	2023	2022
Resultado operativo consolidado	266	269	137	136
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	126	106	67	56
EBITDA	392	375	204	192
Ajustes del segmento de generación	(6)	11	(4)	9
Eliminación de resultado por VPP	(5)	(34)	(3)	(12)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(29)	(7)	(17)	(3)
Eliminación de provisión de siniestros	-	6	-	6
Eliminación de activación de PPE en gastos	3	11	1	7
Eliminación de provisión de hidros	5	-	1	-
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	-	6	-	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	21	29	14	8
Ajustes del segmento de petróleo y gas	1	29	3	29
Eliminación de deterioro de PPE e inventarios	-	29	-	29
Eliminación de intereses comerciales ganados	(6)	(0)	(4)	(0)
Eliminación de pérdidas por reversión de Río Atuel	7	-	7	-
Ajustes del segmento de petroquímica	3	(0)	3	(0)
Eliminación de deterioro de inventarios	3	-	3	-
Ajustes del segmento de holding y otros	38	63	15	24
Eliminación de resultados por VPP	(29)	(23)	(16)	(20)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(1)	(0)	(1)
Eliminación de deterioro/(recupero) de act. intang.	(2)	6	-	6
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	52	71	24	31
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	17	9	7	7
EBITDA ajustado consolidado	428	478	222	253
A nuestra tenencia	419	477	226	253



3.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2023	2022	Δ%	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	344	331	+4%	171	165	+4%
<i>Ventas en el mercado local</i>	344	331	+4%	171	165	+4%
Costo de ventas	(181)	(184)	-2%	(97)	(100)	-3%
Resultado bruto	163	147	+11%	74	65	+14%
Gastos de comercialización	(1)	(1)	-	-	-	NA
Gastos de administración	(26)	(19)	+37%	(14)	(10)	+40%
Otros ingresos operativos	35	7	NA	24	3	NA
Otros egresos operativos	(14)	(2)	NA	(9)	(1)	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	5	34	-85%	3	12	-75%
Resultado operativo	162	166	-2%	78	69	+13%
Ingresos financieros	1	1	-	1	-	NA
Gastos financieros	(66)	(27)	+144%	(41)	(14)	+193%
Otros resultados financieros	124	(42)	NA	90	(51)	NA
Resultados financieros, netos	59	(68)	NA	50	(65)	NA
Resultado antes de impuestos	221	98	+126%	128	4	NA
Impuesto a las ganancias	(21)	(17)	+24%	(24)	(21)	+14%
Resultado del período	200	81	+147%	104	(17)	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	200	79	+153%	104	(18)	NA
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	-	2	-100%	0	1	-90%
EBITDA ajustado	206	220	-6%	98	99	-1%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	198	219	-10%	103	98	+4%
Altas de PPE	146	30	NA	53	20	+165%
Depreciaciones y amortizaciones	50	43	+16%	24	21	+14%

La ligera suba en las **ventas** del 2T23 de generación de energía se debe principalmente a los PPAs renovables: la consolidación de PEMC, la adquisición de PEA y la entrada en operaciones de PEPE IV. Además, a pesar de una caída del 2% en el consumo industrial de electricidad a nivel nacional, se registró un aumento del 21% en la demanda de Energía Plus, alcanzando los 530 GWh en el 2T23.

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores precios de venta en energía base y en menor medida, en Energía Plus. En el caso de la energía base, si bien hubo aumentos de remuneración, la devaluación impactó sobre los precios comercializados mayoritariamente en AR\$. La energía base compone el 68% de los 5.432 MW operados por Pampa⁵, pero en el 2T23 representó solo el 27% de las ventas del segmento. Para nuestras térmicas base, la remuneración por potencia fue de US\$4,0 mil/MW-mes (-8% vs. 2T22), pero hubiera sido -30% sin la remuneración diferencial para CC (Res. N° 59/23). Las hidros registraron US\$1,9 mil/MW-mes (-14% vs. 2T22). Asimismo, afectaron en las ventas el mantenimiento programado realizado en el viejo CC de CTGEBa y un siniestro menor en CTG, ambas salidas de servicio finalizadas en junio 2023.

En términos **operativos**, la generación de energía operada por Pampa creció 17% vs. 2T22, explicado por el despacho de unidades más eficientes, principalmente del CC en CTEB, habilitado en febrero de 2023 (+936 GWh), los nuevos parques eólicos PEA y PEPE IV (+117 GWh), y en CTLL por mayor disponibilidad de gas en la zona (+56 GWh). No obstante, a nivel país la generación eléctrica cayó un 7% interanual por menor demanda, impactando en el despacho de CPB (-218 GWh) y las hidros de Mendoza

⁵ Bajo NIIF, los resultados de la afiliada CTEB (848 MW) no se consolidan en los EEEF. Sin embargo, es un activo operado por Pampa y su EBITDA se incorpora a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado.



(-19 GWh). Asimismo, hubo mantenimiento programado en TV01 de CTGEB A (-137 GWh) y menor recurso eólico (-27 GWh).

La **disponibilidad** en las unidades operadas por Pampa fue de 95,0% en el 2T23 (-279 puntos básicos vs. 97,8% del 2T22), principalmente por el siniestro en CTG y el mantenimiento en CTGEB A mencionados anteriormente, sumado a los trabajos para la habilitación a GO del CC en CTEB. Por ende, las unidades térmicas registraron un 93,6% en el 2T23 (-374 puntos básicos vs. 97,3% del 2T22).

Principales indicadores operativos de generación	2023				2022				Variación			
	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total
Capacidad instalada (MW)	938	387	4.107	5.432	938	206	3.826	4.970	-	+88%	+7%	+9%
Capacidad nueva (%)	-	100%	33%	32%	-	100%	28%	26%	-	-	+5%	+6%
Participación de mercado (%)	2,2%	0,9%	9,5%	12,5%	2,2%	0,5%	8,9%	11,6%	-0%	+0%	+1%	+1%
Semestre												
Generación neta (GWh)	653	598	9.728	10.978	596	442	8.331	9.369	+9%	+35%	+17%	+17%
Volumen vendido (GWh)	653	592	10.315	11.561	596	456	8.905	9.956	+10%	+30%	+16%	+16%
Precio promedio (US\$/MWh)	24	73	33	34	28	69	41	41	-13%	+6%	-19%	-16%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	7	64	20	22	10	58	25	26	-28%	+9%	-19%	-16%
Segundo trimestre												
Generación neta (GWh)	205	306	4.707	5.218	224	215	4.038	4.477	-8%	+42%	+17%	+17%
Volumen vendido (GWh)	205	301	5.017	5.523	224	221	4.302	4.747	-8%	+36%	+17%	+16%
Precio promedio (US\$/MWh)	33	74	35	37	33	70	39	40	-1%	+6%	-10%	-7%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	5	64	21	23	8	60	21	22	-29%	+7%	-1%	+2%

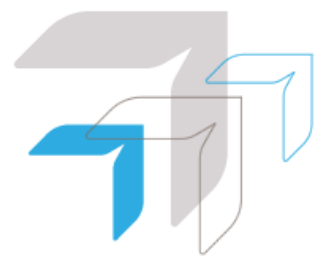
Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Incluye CTEB, operada por Pampa (participación accionaria del 50%), y PEMC, en proceso de desinversión.

Los **costos operativos** netos, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, bajaron un 17% vs. 2T22, principalmente por el incremento de intereses por mora en la cobranza a CAMMESA, tanto en tasa como en días de giro. Si no se considera dicho ingreso, los costos solo aumentaron un 3% interanual en el trimestre, explicado por mayores costos salariales y, en menor medida, compras de electricidad para cubrir contratos, parcialmente compensados por un menor gasto en reparaciones, ya que el siniestro ocurrido en CTLL ocurrió en 2T22.

Los **resultados financieros** del 2T23 alcanzaron una ganancia neta de US\$50 millones, mientras que en el 2T22 hubo una pérdida neta de US\$65 millones, principalmente por ganancias generadas por la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensadas por el aumento en los intereses de deuda debido a un mayor *stock* en AR\$ principalmente, y mayores pérdidas por diferencia de cambio generadas por la posición monetaria activa del negocio.

El **EBITDA ajustado** del segmento alcanzó US\$98 millones, similar al 2T22, principalmente debido a la reducción de precios en energía base y, en menor medida, en Energía Plus, a ciertas indisponibilidades térmicas en CTG y programada en CTGEB A, el menor requerimiento de despacho de CAMMESA en unidades menos eficientes, y la suba de costos laborales. Estas variaciones fueron compensadas por los PPAs renovables de PEMC, PEA y PEPE IV, la habilitación del CC de CTEB y la remuneración diferencial en US\$ para CC base. El EBITDA ajustado considera la tenencia de CTEB (CTBSA) del 50% (US\$14 millones en el 2T23 vs. US\$8 millones en el 2T22), y de PEMC (Greenwind) cuando era afiliada con participación de Pampa del 50% por US\$3 millones en el 2T22. Se excluyen intereses por mora, gastos por siniestro en CTLL en el 2T22, activación de PPE en gastos operativos y provisiones por la concesión de hidros en Mendoza en 2T23.

Finalmente, las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB, fueron de US\$53 millones en el 2T23 (vs. US\$20 millones del 2T22), explicado por el proyecto PEPE VI, compensado por la habilitación de PEPE IV.



A continuación, se detallan los proyectos de expansión en generación de energía:

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-Jun-23	
Térmico									
Cierre a CC Ensenada ²	279	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	253	99%	22-feb-23
Renovable									
Pampa Energía IV ³	81	MAT ER	US\$	na	na	58 ⁽⁴⁾	128	94%	17-jun-23
Pampa Energía VI	139,5	MAT ER	US\$	na	na	62 ⁽⁴⁾	261	1%	4T 2024 (est.)

Nota: **1** Sin el impuesto al valor agregado. **2** En abril de 2023 se repotenció la TV de 272 MW a 279 MW y las dos TGs de 567 MW a 569 MW. **3** Habilitación gradual desde diciembre de 2022, finalizando en junio de 2023. **4** Promedio estimado.

3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2023	2022	Δ%	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	341	302	+13%	187	165	+13%
<i>Ventas en el mercado local</i>	230	216	+6%	126	135	-6%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	111	86	+29%	61	30	+100%
Costo de ventas	(198)	(160)	+24%	(106)	(90)	+18%
Resultado bruto	143	142	+1%	81	75	+8%
Gastos de comercialización	(25)	(24)	+4%	(13)	(8)	+63%
Gastos de administración	(38)	(28)	+36%	(20)	(14)	+43%
Gastos de exploración	(7)	-	NA	(7)	-	NA
Otros ingresos operativos	25	24	+4%	20	20	-
Otros egresos operativos	(13)	(16)	-19%	(8)	(4)	+100%
Deterioro de activos financieros	-	(1)	-100%	-	(1)	-100%
Deterioro de PPE e inventarios	-	(29)	-100%	-	(29)	-100%
Resultado operativo	85	68	+25%	53	39	+36%
Ingresos financieros	1	1	-	1	-	NA
Gastos financieros	(97)	(43)	+126%	(59)	(19)	+211%
Otros resultados financieros	25	(5)	NA	20	7	+186%
Resultados financieros, netos	(71)	(47)	+51%	(38)	(12)	+217%
Resultado antes de impuestos	14	21	-33%	15	27	-44%
Impuesto a las ganancias	-	27	-100%	-	25	-100%
Resultado del período	14	48	-71%	15	52	-71%
EBITDA ajustado	159	158	+1%	97	102	-4%
Altas de PPE y derechos de uso	217	148	+47%	129	85	+52%
Depreciaciones y amortizaciones	73	61	+20%	41	34	+21%

En el 2T23, las **ventas** del segmento de petróleo y gas crecieron un 13% vs. 2T22, principalmente debido a mayores ingresos de gas por las exportaciones a Chile y entregas a CMMESA y, en menor medida, hubo un incremento en las exportaciones de petróleo. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una menor demanda en el segmento de distribución de gas, que si bien aumentó durante el período invernal que inició en mayo, las temperaturas moderadas mitigaron su impacto. Asimismo, los precios internacionales del petróleo se redujeron, lo que afectó las exportaciones.



Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2023			2022			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
Semestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,8	9.745		0,8	9.519				
En millones de pie cúbicos/día		344			336		+0%	+2%	+2%
En miles de boe/día	5,1	57,4	62,4	5,1	56,0	61,1			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,9	9.781		0,8	9.606				
En millones de pie cúbicos/día		345			339		+14%	+2%	+3%
En miles de boe/día	5,7	57,6	63,2	4,9	56,5	61,5			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	66,4			70,7			-6%	+9%	
En US\$/MBTU		4,4			4,0				
Segundo trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,8	10.577		0,8	10.118				
En millones de pie cúbicos/día		374			357		+0%	+5%	+4%
En miles de boe/día	5,1	62,3	67,3	5,1	59,6	64,6			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,9	10.585		0,7	10.227				
En millones de pie cúbicos/día		374			361		+15%	+4%	+4%
En miles de boe/día	5,4	62,3	67,7	4,7	60,2	64,9			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	65,1			72,6			-10%	+7%	
En US\$/MBTU		4,7			4,4				

Nota: La producción neta en Argentina. El volumen de gas está estandarizado a 9.300 kilocalorías (kCal).

En términos **operativos**, en el 2T23 la producción global alcanzó los 67,3 kboe/día (+4% vs. 2T22 y +17% vs. 1T23). La **producción de gas** alcanzó los 10,6 millones de m³/día (+5% vs. 2T22 y +19% vs. 1T23), explicado por el inicio del período invernal, mayores volúmenes exportados a Chile y la demanda de CAMMESA para la generación térmica. Sin embargo, la demanda residencial fue menor en comparación con las cantidades máximas estipuladas en el Plan Gas.Ar debido a factores climáticos. No obstante, Pampa registró un nuevo récord de producción de gas en junio con 13,5 millones de m³/día.

En el **análisis por bloque de gas**, el 60% de nuestra producción total en el 2T23 proviene de El Mangrullo, que registró una producción de 6,3 millones de m³/día (-13% vs. 2T22 pero +10% vs. 1T23 debido a la estacionalidad). La desaceleración de El Mangrullo se explica principalmente por la menor demanda residencial mencionada anteriormente. En cambio, en Sierra Chata, la producción aumentó a 2,2 millones de m³/día (+209% vs. 2T22 y +83% vs. 1T23), gracias a la actividad *shale* que se está llevando a cabo en el bloque. En las áreas no operadas, Río Neuquén se mantuvo en 1,6 millones de m³/día (+4% vs. 2T22 y +6% vs. 1T23), mientras que Rincón del Mangrullo continúa con el declive natural a 0,2 millones de m³/día (-33% vs. 2T22 y -8% vs. 1T23).

Nuestro **precio de gas** en el 2T23 fue de US\$4,7/MBTU (+7% vs. 2T22 y +19% vs. 1T23), impulsado principalmente por las exportaciones a Chile, cuyos precios fueron superiores a los domésticos, parcialmente compensado por menores precios en el segmento industrial debido a la menor demanda local.

En el 2T23, el 39% de las **entregas de gas** se destinó al segmento residencial debido a su prioridad en el período invernal bajo el Plan Gas.Ar. El 22% se vendió a CAMMESA como insumo para nuestro despacho térmico, también bajo el Plan Gas.Ar⁶, 20% abasteció al mercado industrial/*spot*, 15% fue exportado y el

⁶ Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17.



remanente fue insumo a nuestras plantas de petroquímica. En cambio, en el 2T22, el 48% de nuestras entregas abastecieron al segmento residencial, 21% se vendió al mercado industrial/*spot*, 17% se destinó a nuestras centrales térmicas, 10% fue exportado y 3% se destinó a nuestras plantas de petroquímica.

La **producción de petróleo** alcanzó los 5,1 kbbl/día en el 2T23, similar al 2T22, explicado por la mayor producción en Río Neuquén, Gobernador Ayala y Los Blancos (+0,4 kbbl/día vs. 2T22), que fue parcialmente compensada por una caída de 0,3 kbbl/día en El Tordillo. Sin embargo, el volumen vendido fue superior gracias al *stock* en el 2T23 para responder a la mayor demanda foránea. El 67% del volumen vendido fue al mercado local vs. 78% en el 2T22.

Nuestro **precio de petróleo** en el 2T23 fue 10% inferior al 2T22, alcanzando US\$65,1/barril, debido a una reducción en los precios de exportación por la baja de la referencia Brent. Los precios locales se mantuvieron similares, en US\$65/barril.

Al cierre del 2T23, nuestros **pozos productivos** totalizaron 815 vs. 895 del cierre de 2022. Esta caída se debe a los acuerdos de salida en los bloques de gas Estación Fernández Oro y Anticlinal Campamento, y la reducción en la producción del área petrolífera El Tordillo, por eficiencia en costos.

Los **costos operativos** netos del 2T23, sin considerar depreciaciones, amortizaciones, la compensación de Plan Gas.Ar y los intereses por mora de CAMMESA, subieron un 37% a US\$112 millones vs. 2T22 y 19% vs. 1T23, principalmente debido a la baja de pozos de US\$7 millones como consecuencia de la reversión del área exploratoria petrolífera de Río Atuel, sumado a mayores costos por incremento de la tarifa de transporte de gas para exportación, operación y mantenimiento de pozos y plantas de tratamiento en los bloques operados, costos de personal y regalías y cánones, en línea con el incremento de ventas de hidrocarburos.

La productividad de los nuevos pozos impactó positivamente en el **costo de extracción por boe**, incrementándose a una velocidad menor que los costos operativos totales, pues solo ascendió un 11% interanual a US\$6,5/boe producido en el 2T23, y se redujo un 9% en comparación con el 1T23.

En el 2T23 los **resultados financieros** arrojaron mayores pérdidas por US\$38 millones, principalmente debido al aumento de los intereses financieros por mayor *stock* de deuda en AR\$ y pérdidas por diferencia de cambio en ciertos créditos por ventas, parcialmente compensados por mayores ganancias generadas por la tenencia de instrumentos financieros.

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas fue de US\$97 millones en el 2T23, un 4% menos que en el 2T22, principalmente por la menor demanda residencial y mayores costos de operación como consecuencia de la mayor actividad, parcialmente compensado por las exportaciones de gas y crudo. El EBITDA ajustado del 2T23 excluye el deterioro de PPE e inventarios, los costos asociados a la reversión del bloque Río Atuel y los intereses comerciales por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA.

Finalmente, en el 2T23 las **inversiones de capital** alcanzaron los US\$129 millones, un 52% de incremento vs. 2T22, principalmente traccionado por la campaña de perforación y completación de pozos de *shale gas*, para cumplir con los compromisos adicionales bajo el Plan Gas.Ar.



3.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2023	2022	Δ%	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	257	284	-10%	132	158	-16%
<i>Ventas en el mercado local</i>	181	184	-2%	92	99	-8%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	76	100	-24%	40	59	-32%
Costo de ventas	(231)	(250)	-8%	(117)	(134)	-13%
Resultado bruto	26	34	-24%	15	24	-38%
Gastos de comercialización	(8)	(8)	-	(5)	(4)	+25%
Gastos de administración	(3)	(2)	+50%	(1)	(1)	-
Otros egresos operativos	(1)	(1)	-	(1)	(1)	-
Deterioro de inventario	(3)	-	NA	(3)	-	NA
Resultado operativo	11	23	-52%	5	18	-72%
Gastos financieros	(1)	(1)	-	-	-	NA
Otros resultados financieros	3	-	NA	3	(1)	NA
Resultados financieros, netos	2	(1)	NA	3	(1)	NA
Resultado antes de impuestos	13	22	-41%	8	17	-53%
Impuesto a las ganancias	(2)	(3)	-33%	(2)	(3)	-33%
Resultado del período	11	19	-42%	6	14	-57%
EBITDA ajustado	17	25	-32%	10	19	-48%
Altas de PPE	3	2	+50%	1	2	-50%
Depreciaciones y amortizaciones	3	2	+50%	2	1	+100%

El **EBITDA ajustado** de petroquímica fue de US\$10 millones en el 2T23, un 48% menos vs. 2T22, principalmente debido a la significativa caída en los precios internacionales de referencia y al menor volumen exportado de estireno, poliestireno y caucho, parcialmente compensados por un mayor volumen vendido de productos de Reforma. Sin embargo, el EBITDA ajustado aumentó en US\$3 millones vs. 1T23, debido a mejores precios internacionales de referencia en el negocio de reforma y un mayor volumen vendido de caucho, compensados parcialmente por menores ventas de estireno y poliestireno.

El **volumen** total comercializado creció un 17% vs. 2T22, alcanzando las 106 mil ton, principalmente explicado por el mayor despacho de productos de reforma debido al mayor procesamiento de nafta virgen, ya que durante el 2T22 hubo un paro programado de planta. Dicho incremento se vio parcialmente compensado por menores exportaciones del resto de los productos, además de que en el 2T22 se despacharon 3 mil ton de naftas como fasón y no como volúmenes vendidos.



Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno ¹	Caucho sintético	Reforma y otros	
Semestre				
Volumen vendido 6M23 (miles de ton)	54	20	136	209
Volumen vendido 6M22 (miles de toneladas)	56	24	103	182
<i>Variación 6M23 vs. 6M22</i>	<i>-4%</i>	<i>-17%</i>	<i>+32%</i>	<i>+15%</i>
Precio promedio 6M23 (US\$/ton)	1.889	1.924	869	1.230
Precio promedio 6M22 (US\$/ton)	2.106	2.197	1.119	1.561
<i>Variación 6M23 vs. 6M22</i>	<i>-10%</i>	<i>-12%</i>	<i>-22%</i>	<i>-21%</i>
Segundo trimestre				
Volumen vendido 2T23 (miles de ton)	25	11	70	106
Volumen vendido 2T22 (miles de toneladas)	28	13	50	91
<i>Variación 2T23 vs. 2T22</i>	<i>-12%</i>	<i>-14%</i>	<i>+41%</i>	<i>+17%</i>
Precio promedio 2T23 (US\$/ton)	1.926	1.913	891	1.240
Precio promedio 2T22 (US\$/ton)	2.296	2.322	1.270	1.738
<i>Variación 2T23 vs. 2T22</i>	<i>-16%</i>	<i>-18%</i>	<i>-30%</i>	<i>-29%</i>

Nota: 1 Incluye Propileno.

Los **resultados financieros** alcanzaron una ganancia neta de US\$3 millones en el 2T23, mientras que en el 2T22 hubo una pérdida de US\$1 millón, explicado por mayores ganancias generadas por la diferencia de cambio sobre las deudas comerciales y menores pérdidas en la cobertura de *commodities*.

Las **inversiones de capital** alcanzaron US\$1 millón en el 2T23 vs. US\$2 millones del 2T22.



3.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2023	2022	Δ%	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	8	12	-33%	4	5	-20%
<i>Ventas en el mercado local</i>	8	12	-33%	4	5	-20%
Resultado bruto	8	12	-33%	4	5	-20%
Gastos de administración	(22)	(14)	+57%	(13)	(6)	+117%
Otros ingresos operativos	1	5	-80%	1	2	-50%
Otros egresos operativos	(7)	(4)	+75%	(4)	(2)	+100%
Deterioro de activos financieros	(3)	(3)	-	(3)	(2)	+50%
Recupero de det. (Deterioro) de activos intangibles	2	(6)	NA	-	(6)	-100%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	29	23	+26%	16	20	-20%
Resultado operativo	8	13	-38%	1	11	-91%
Ingresos financieros	3	6	-50%	1	3	-67%
Gastos financieros	(27)	(10)	+170%	(13)	(7)	+86%
Otros resultados financieros	102	12	NA	57	12	NA
Resultados financieros, netos	78	8	NA	45	8	NA
Resultado antes de impuestos	86	21	NA	46	19	+142%
Impuesto a las ganancias	(6)	(1)	NA	(7)	-	NA
Resultado del período	80	20	+300%	39	19	+105%
EBITDA ajustado	46	76	-40%	16	35	-53%
Altas de PPE	3	2	+84%	1	1	-
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA

En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs de las afiliadas (Transener y TGS), se registró una pérdida en el **margen operativo** de US\$15 millones en el 2T23 vs. US\$9 millones del 2T22, principalmente debido al desempeño de la acción sobre el plan de compensación ejecutiva y menores *fees* devengados, parcialmente compensados por menores gastos en honorarios a terceros.

Los **resultados financieros** del 2T23 alcanzaron una ganancia neta de US\$45 millones vs. US\$8 millones del 2T22, principalmente debido a mayores ganancias por la posición monetaria pasiva en AR\$ debido a la mayor devaluación, parcialmente compensadas por mayores intereses fiscales.

El **EBITDA ajustado** del segmento de holding y otros bajó un 53%, alcanzando US\$16 millones en el 2T23. Se eliminan los VPPs de TGS y Transener, y a su vez se adiciona el EBITDA a la tenencia accionaria de dichas afiliadas. Asimismo, se excluye el deterioro de activos intangibles en el 2T22.

En **TGS**, el EBITDA ajustado a nuestra tenencia fue de US\$24 millones en el 2T23 vs. US\$31 millones del 2T22, principalmente debido a la caída en los precios internacionales de referencia y a la actualización tarifaria rezagada sobre los ingresos regulados, lo cual no compensó la inflación y devaluación del AR\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor exportación de propano y butano, la suba en el despacho de etano (y el premio por su cumplimiento) e ingresos del segmento *midstream*.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia alcanzó US\$7 millones en el 2T23 (similar al 2T22), principalmente debido a la adecuación tarifaria de aproximadamente el 155% en enero de 2023, parcialmente compensada con la devaluación del AR\$.



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

Subsidiaria En US\$ millones	Primer semestre 2023				Primer semestre 2022			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	0	(0)	1	61,0%	2	(0)	2
Los Nihuales	52,0%	(2)	(0)	0	52,0%	0	(0)	3
VAR ⁴	100,0%	9	0	6	-	-	-	-
<i>Greenwind⁵</i>		9	52	3		11	65	1
<i>Ajuste participación no controladora</i>		-	-	-		(6)	(32)	(0)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	100,0%	9	52	3	50,0%	6	32	0
<i>CTBSA</i>		42	306	10		58	223	67
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(21)	(153)	(5)		(29)	(111)	(33)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	21	153	5	50,0%	29	111	33
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		168	(136)	184		182	27	41
Subtotal generación		206	70	200		220	171	79
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	159	870	14	100,0%	158	875	48
Subtotal petróleo y gas		159	870	14		158	875	48
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	17	-	11	100,0%	25	-	19
Subtotal petroquímica		17	-	11		25	-	19
Segmento de holding y otros								
<i>Transener</i>		64	(23)	31		36	(11)	13
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(47)	17	(23)		(26)	8	(9)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	17	(6)	8	26,3%	9	(3)	3
<i>TGS</i>		182	62	74		244	296	119
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(130)	(45)	(53)		(173)	(210)	(84)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	28,1%	52	18	21	29,3%	71	87	35
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		(23)	(0)	51		(5)	(0)	(18)
Subtotal holding y otros		46	11	80		76	84	20
Eliminaciones		-	(164)	-		(1)	(228)	(1)
Total consolidado		428	786	305		478	902	165
A nuestra tenencia accionaria		419	951	305		477	1.129	165

Nota: **1** Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies*. **2** La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y recompras de deuda. **3** Atribuible a los propietarios. **4** Adquirido el 16 de diciembre de 2022. **5** Consolidado en los EEFF de Pampa desde el 12 de agosto de 2022. Sin embargo, a raíz de la desinversión pendiente de cierre, los activos y pasivos de Greenwind fueron clasificados como mantenidos para la venta.



3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	2T23				2T22			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	1	(0)	1	61,0%	1	(0)	1
Los Nihuiles	52,0%	(2)	(0)	0	52,0%	0	(0)	1
VAR ⁴	100,0%	4	0	3	-	-	-	-
<i>Greenwind⁴</i>		5	52	2		5	65	0
<i>Ajuste participación no controladora</i>		-	-	-		(3)	(32)	(0)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	100,0%	5	52	2	50,0%	3	32	0
<i>CTBSA</i>		29	306	5		16	223	23
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(14)	(153)	(2)		(8)	(111)	(12)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	14	153	2	50,0%	8	111	12
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		80	(136)	98		87	27	(31)
Subtotal generación		98	70	104		99	171	(18)
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	97	870	15	100,0%	102	875	52
Subtotal petróleo y gas		97	870	15		102	875	52
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	10	-	6	100,0%	19	-	14
Subtotal petroquímica		10	-	6		19	-	14
Segmento de holding y otros								
<i>Transener</i>		26	(23)	10		27	(11)	12
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(19)	17	(8)		(20)	8	(9)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	7	(6)	3	26,3%	7	(3)	3
<i>TGS</i>		87	62	47		107	296	45
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(63)	(45)	(34)		(76)	(210)	(32)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	28,1%	24	18	13	29,3%	31	87	13
Pampa individual, otras compañías, y ajustes ¹		(15)	(0)	23		(4)	(0)	3
Subtotal holding y otros		16	11	39		35	84	19
Eliminaciones		-	(164)	-		(1)	(228)	(1)
Total consolidado		222	786	164		253	902	66
A nuestra tenencia accionaria		226	951	164		253	1.129	66

Nota: **1** Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies*. **2** La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y recompras de deuda. **3** Atribuible a los propietarios. **4** Adquirido el 16 de diciembre de 2022. **5** Consolidado en los EEFF de Pampa desde el 12 de agosto de 2022. Sin embargo, a raíz de la desinversión pendiente de cierre, los activos y pasivos de Greenwind fueron clasificados como mantenidos para la venta.



4. Anexo

4.1 Principales indicadores operativos por central 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 ²	PEA ³		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEBa	Eco-Energía			CTEB ⁴
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	81	100	1.325	780	361	30	620	100	100	1.253	14	848	4.107	5.432
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	53	81	100	387	184	100	-	-	100	100	565	14	279	1.343	1.730
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	3,1%	1,8%	0,8%	0,1%	1,4%	0,2%	0,2%	2,9%	0,03%	2,0%	9,5%	12,5%
Semestre																				
Generación neta 6M23 (GWh)	212	154	287	166	102	105	83	142	1.250	2.671	86	37	583	209	214	4.005	30	1.894	9.728	10.978
Participación de mercado	0,3%	0,2%	0,4%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	1,8%	3,8%	0,1%	0,1%	0,8%	0,3%	0,3%	5,7%	0,0%	2,7%	13,8%	15,6%
Ventas 6M23 (GWh)	213	154	287	166	103	105	83	136	1.246	2.671	274	37	583	209	214	4.367	68	1.893	10.315	11.561
Generación neta 6M22 (GWh)	162	143	291	196	120	127	-	-	1.038	2.598	182	26	614	183	172	4.083	38	434	8.331	9.369
Variación 6M23 vs. 6M22	+31%	+8%	-2%	-15%	-14%	-17%	na	na	+20%	+3%	-53%	+39%	-5%	+14%	+25%	-2%	-21%	na	+17%	+17%
Ventas 6M22 (GWh)	162	143	291	196	134	126	-	-	1.052	2.598	293	26	614	183	172	4.504	80	434	8.905	9.956
Precio prom. 6M23 (US\$/MWh)	22	40	17	70	79	66	66	83	47	20	73	27	28	95	74	36	42	29	33	34
Precio prom. 6M22 (US\$/MWh)	30	44	18	69	73	67	67	na	46	20	61	43	33	106	90	36	40	na	41	41
Margen bruto prom. 6M23 (US\$/MWh)	4	15	5	60	63	62	62	72	34	16	27	5	6	75	55	19	15	21	20	22
Margen bruto prom. 6M22 (US\$/MWh)	6	21	6	60	56	60	60	na	31	12	26	15	12	85	67	20	17	133	25	26
Segundo trimestre																				
Generación neta 2T23 (GWh)	37	57	111	83	53	53	56	61	511	1.388	47	14	100	101	106	1.828	11	1.110	4.707	5.218
Participación de mercado	0,1%	0,2%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	1,6%	4,4%	0,1%	0,0%	0,3%	0,3%	0,3%	5,7%	0,0%	3,5%	14,8%	16,4%
Ventas 2T23 (GWh)	37	57	111	83	53	53	56	56	506	1.388	120	14	101	101	106	2.045	31	1.110	5.017	5.523
Generación neta 2T22 (GWh)	45	62	117	94	58	63	-	-	439	1.332	16	7	319	101	104	1.965	19	174	4.038	4.477
Variación 2T23 vs. 2T22	-18%	-8%	-5%	-13%	-7%	-17%	na	na	+16%	+4%	na	+113%	-68%	-0%	+2%	-7%	-44%	na	+17%	+17%
Ventas 2T22 (GWh)	45	62	117	94	64	63	-	-	445	1.332	67	7	319	101	104	2.157	40	174	4.302	4.747
Precio prom. 2T23 (US\$/MWh)	52	49	18	71	79	66	66	89	57	19	70	30	70	97	75	39	48	32	35	37
Precio prom. 2T22 (US\$/MWh)	50	49	18	69	73	66	66	na	51	20	123	77	31	97	78	39	42	116	39	40
Margen bruto prom. 2T23 (US\$/MWh)	-	22	2	59	62	62	62	76	40	16	19	3	-	78	57	19	17	24	21	23
Margen bruto prom. 2T22 (US\$/MWh)	8	16	3	60	57	61	61	na	33	7	49	16	9	78	58	20	18	91	21	22

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** 100% de Pampa desde el 12 de agosto de 2022, en proceso de desinversión. **2** Habilitación gradual de PEPE IV (81 MW): 18 MW (dic-22), 18 MW (feb-23), 9 MW (abr-23), 9 MW (may-23) y 27 MW (jun-23). **3** Adquirido el 16 de diciembre de 2022. **4** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). TV de 272 MW habilitado el 22 de febrero de 2023. El 26 de abril de 2023 dicha TV se repotenció a 279 MW, mientras que las dos TGs pasaron de 567 MW a 569 MW.



4.2 Producción en los principales bloques de petróleo y gas

En miles de boe diarios, a nuestra tenencia	Semestre			Segundo trimestre		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas natural						
El Mangrullo	35,6	39,7	-10%	37,4	43,1	-13%
Río Neuquén	9,0	8,8	+3%	9,2	8,9	+4%
Sierra Chata	10,1	4,2	+140%	13,1	4,2	+209%
Rincón del Mangrullo ¹	1,5	2,2	-33%	1,4	2,1	-33%
Otros	1,2	1,1	+2%	1,1	1,2	-0%
Subtotal de gas natural	57,4	56,0	+2%	62,3	59,6	+5%
Petróleo						
El Tordillo ²	2,2	2,6	-14%	2,2	2,5	-13%
Gobernador Ayala	1,2	1,0	+13%	1,1	1,0	+11%
Petróleo asociado ³	1,1	1,0	+11%	1,1	1,0	+13%
Otros	0,6	0,5	+31%	0,6	0,5	+16%
Subtotal de petróleo	5,1	5,1	+0%	5,1	5,1	+0%
Total	62,4	61,1	+2%	67,3	64,6	+4%

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
1T23	Primer trimestre de 2023
2T23/2T22	Segundo trimestre de 2023/Segundo trimestre de 2022
6M23/6M22	Primer semestre de 2023/Primer semestre de 2022
ADR/ADS	<i>American Depositary Receipt</i>
AR\$	Pesos Argentinos
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
ByMA	Bolsas y Mercados Argentinos
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo Combinado
CENCH	Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos
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 Co-Generación EcoEnergía
EEFF	Estados financieros
ENARSA	Energía Argentina S.A. (ex Integración Energética Argentina S.A.)
Energía Plus	Programa de Energía Plus, Res. SE N°1.281/06
GO	Gas Oil
GPNK	Gasoducto Presidente Néstor Kirchner
Greenwind	Greenwind S.A.
GWh	Gigawatt-hora
HIDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuales S.A.
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
IGMP	Impuesto a la ganancia mínima presunta
Kbbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo
M ³	Metros Cúbicos
MAT ER	Mercado a Término de Energías Renovables
MBTU	Millón de <i>British Thermal Unit</i>
MW/MWh	Megawatt/Megawatt-hora
N.a.	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
ON	Obligaciones Negociables
Pampa/Sociedad/Compañía	Pampa Energía S.A.
PEA	Parque Eólico Arauco II, etapa 1 y 2
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía



Término	Definición
Plan Gas.Ar	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
SE	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría 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
UVA	Unidad de Valor Adquisitivo
VPP	Valor Patrimonial Proporcional