

Informe de resultados 2T26

Pampa Energía, empresa energética privada con activa participación en petróleo, gas y electricidad de Argentina, anuncia los resultados de los seis meses y trimestre finalizados el 30 de junio de 2026.

Buenos Aires, 4 de agosto de 2026

Información accionaria



Bolsas y Mercados
Argentinos
Símbolo: PAMP



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

Capital accionario al 3 de agosto de 2026

1.343,6 millones acciones
ordinarias/53,7 millones de ADSs

Capitalización bursátil

AR\$7.390 mil millones/
US\$4.661 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora

miércoles 5 de agosto
10 a.m. de Nueva York
11 a.m. de Buenos Aires

Enlace de acceso

bit.ly/Pampa2Q2026VC

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 se presenta en US\$, su moneda funcional. Para expresar en AR\$, se utiliza el TCN transaccional. En cambio, las cifras de Transener y TGS se ajustan por inflación al 30 de junio de 2026, y se convierten a US\$ al TCN de cierre del período. Los valores de períodos anteriores se presentan sin modificaciones.

Principales resultados del trimestre¹

Ventas por US\$746 millones en el 2T26², un crecimiento interanual del 53%, impulsado por el impacto positivo de los nuevos lineamientos del MEM sobre los precios de energía *spot* y ventas al MAT, sumado a mayor producción de crudo y ventas de gas a generación, y mejores precios en la Reforma. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas bajo Plan Gas y volúmenes vendidos de productos petroquímicos.

El 2T26 se destacó **la expansión sostenida en Rincón de Aranda** y el desempeño de generación, apalancado por la **estacionalidad de los precios *spot*** y la **integración vertical con la producción de gas**.

Principales indicadores operativos de Pampa		2T26	2T25	Variación
Hidrocarburos	Producción (kboepd)	107,5	84,1	+28%
	Producción de gas (kboepd)	84,1	76,1	+10%
	Producción de petróleo (kbpd)	23,4	8,0	+194%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	4,6	4,0	+15%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)*	58,8	61,6	-4%
Electricidad	Generación (GWh)	5.363	4.704	+14%
	Margen bruto (US\$/MWh)	33,6	25,8	+30%
Petroquímica	Volumen vendido (miles de ton)	95	125	-24%
	Precio promedio (US\$/ton)	1.459	978	+49%

Nota: * Precio neto de derechos de exportación y descuentos por calidad y logística.

EBITDA ajustado³ de US\$415 millones, una suba interanual del 75%, explicado por la mayor contribución de RDA, la integración vertical del gas con generación y mejores márgenes en el segmento *spot* y MAT de energía, compensados por menores precios de crudo por cobertura.

La ganancia para los accionistas de la Compañía fue de US\$172 millones, 4,3x 2T25, debido al mayor margen operativo y menor impuesto a las ganancias, parcialmente compensado por menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros.

La deuda neta se ubicó en US\$1.319 millones a junio de 2026 vs. US\$801 millones al cierre de 2025, explicado por mayores inversiones de capital e integración de activos en garantía por cobertura de crudo.

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 no monetarios, VPPs, e incluye el EBITDA a nuestra tenencia de afiliadas.

1. Hechos relevantes

1.1 Proyecto de Urea: ingreso al negocio de fertilizantes con la construcción de la planta más grande de Latinoamérica

El 17 de julio de 2026, el Directorio de Pampa aprobó la decisión final de inversión por US\$2.700 millones para construir una planta de producción de urea granulada en Bahía Blanca, sur de la provincia de Buenos Aires. Este hito representa el ingreso de Pampa al negocio de fertilizantes, un *commodity* esencial para la producción agrícola y la seguridad alimentaria global, y se alinea con la estrategia de monetizar las reservas de *shale gas* en Vaca Muerta mediante nuevos negocios de alto valor agregado, profundizando la integración vertical y fortaleciendo el perfil industrial de la Compañía.

La iniciativa será desarrollada por Fértil Pampa, subsidiaria de propiedad 100% de Pampa. El complejo ocupará 80 hectáreas dentro del Polo Industrial de Bahía Blanca y tendrá capacidad para producir 2,1 millones de ton anuales de urea granulada, convirtiéndose en la planta de mayor escala de Latinoamérica. El desarrollo contempla una planta de amoníaco de 3.430 ton diarias, dos líneas de producción de urea granulada que totalizarán 6.000 ton diarias, una planta desalinizadora para abastecer de agua al complejo, silos de almacenamiento e infraestructura logística en el puerto de Bahía Blanca, incluyendo instalaciones para la carga de camiones y buques destinados tanto al mercado local como para exportación.

La localización elegida constituye una ventaja competitiva diferencial, ya que posibilita la conexión directa entre los gasoductos provenientes de Vaca Muerta con uno de los principales puertos exportadores del país y los activos de generación de Pampa, tanto térmicos como renovables. El gas natural y la energía eléctrica representan aproximadamente el 70% de los costos de producción de urea y serán suministrados principalmente por Pampa. Esta integración vertical no solo mejora la eficiencia operativa, sino también fortalece la rentabilidad esperada del proyecto.

Además de diversificar las fuentes de ingresos de Pampa, el nuevo negocio de fertilizantes contribuirá significativamente a la generación de divisas para el país, con un aporte anual estimado en alrededor de US\$1.000 millones, entre sustitución de importaciones y mayores exportaciones. Los principales mercados de destino serán Brasil, que importa 8 millones de ton de urea por año, y el resto del cono sur, cuyo déficit asciende a 2 millones de ton anuales.

El proyecto demandará un plazo aproximado de 41 meses, y estará a cargo de SACDE para la construcción, mientras que Tecnimont liderará la ingeniería y la gestión de compras. La tecnología será provista por Nextchem, a través de su subsidiaria Stamicarbon, en conjunto con KBR, ambas compañías líderes a nivel mundial por sus soluciones para la producción de fertilizantes. Tecnimont, Nextchem y Stamicarbon forman parte del grupo italiano MAIRE.

Durante la construcción, se generarán más de 3.500 puestos de trabajo directos en el pico de obra, además de un importante número de empleos indirectos asociados a la cadena de valor. Una vez que la planta entre en operación, se estima el empleo de alrededor de 300 colaboradores. Fértil Pampa priorizará la contratación de mano de obra local y proveedores de Bahía Blanca y su zona de influencia, y ofrecerá oportunidades de desarrollo para colaboradores de la Compañía.

Asimismo, Fértil Pampa solicitó la adhesión del proyecto al RIGI y al REPIE el 21 de abril de 2026 y 10 de junio de 2026, respectivamente. La aprobación de ambas solicitudes resulta esencial para el desarrollo del proyecto. A la fecha de emisión de este Informe, el comité evaluador aprobó el ingreso al RIGI de Fértil Pampa, quedando pendiente su publicación en el Boletín Oficial.

Marcelo Mindlin, presidente de Pampa Energía, afirmó: *"esta es la decisión de inversión más importante en la historia de Pampa y la más grande que emprendemos en años. La Argentina depende de fertilizantes que llegan desde miles de kilómetros de distancia, desde regiones con alta inestabilidad geopolítica. Con esta planta, el país tendrá su propio abastecimiento de urea, más previsible y competitivo, y podrá exportar a la región y al mundo. Permitirá generar divisas, conquistar nuevos mercados y conectar el gas de Vaca Muerta con uno de los sectores más importantes de la economía argentina, como es el campo".*

1.2 Petróleo y gas

Proyecto RDA: Aprobación del RIGI

El 21 de julio de 2026, el MECON aprobó la solicitud de adhesión del Proyecto RDA al RIGI bajo la categoría de PEELP (Res. N° 1.025/26). La solicitud contempla la perforación y completación de 259 pozos en el bloque RDA, la construcción de una planta de tratamiento y acondicionamiento con capacidad para procesar 45 kbpd de petróleo y 0,8 mcmpd de gas, así como la infraestructura necesaria para evacuar la producción, incluyendo oleoductos, gasoductos, y plantas de tratamiento para la disposición final del agua de fractura. La inversión total estimada asciende a US\$4.522 millones y se ejecutará hasta el año 2041.

La aprobación del RIGI constituye un hito relevante para el desarrollo de esta iniciativa, al otorgar un marco de estabilidad e incentivos fiscales, aduaneros y cambiarios por 30 años. Asimismo, los proyectos encuadrados como PEELP acceden a beneficios específicos, entre ellos la exención de derechos de exportación desde el segundo año de adhesión. En este sentido, se estima que la totalidad de la producción de RDA se destinará al mercado externo, con exportaciones por US\$17.000 millones a lo largo de la vida útil del Proyecto.

FLNG: Aprobación del RIGI para San Matías Pipeline

El 26 de junio de 2026, el MECON aprobó la solicitud de adhesión al RIGI de San Matías Pipeline S.A., sociedad en la cual Pampa posee una participación accionaria del 20% (Res. N° 873/26).

San Matías Pipeline tendrá a cargo la construcción y operación del gasoducto dedicado para el proyecto FLNG de SESA, la cual conectará la producción de gas en la Cuenca Neuquina con el Golfo San Matías, en Río Negro, desde donde se abastecerán los buques de licuefacción destinados a la exportación. El ducto de aproximadamente 470 km de extensión, tendrá un diámetro de 36 pulgadas y capacidad para transportar hasta 28 mcmpd de gas. La inversión estimada asciende a US\$1.500 millones y su habilitación total está prevista para el segundo trimestre de 2028.

1.3 Generación

Adjudicación de capacidad en la ampliación del GPM y tramos finales

En el marco de la ampliación de la capacidad de transporte del GPM y sus tramos finales, el 3 de junio TGS recibió las ofertas para la segunda etapa de la licitación, correspondientes al remanente de capacidad disponible, con prioridad para las distribuidoras de gas. Los cargadores adjudicados suscribirán contratos de transporte firme por hasta 35 años, con vigencia a partir de mayo de 2027. Cabe destacar que el pasado 15 de abril, Pampa fue adjudicado por 3,2 mcmpd del tramo hacia el Gran Buenos Aires.

Del tramo hacia el Gran Buenos Aires, se licitó el 60% de los 12 mcmpd de capacidad incremental, en la cual Pampa y subsidiarias ofertaron 11,8 mcmpd. Asimismo, se licitó el 60% de los 2 mcmpd para el tramo correspondiente a Bahía Blanca, de los cuales Pampa y subsidiarias ofertaron 9,6 mcmpd. A la fecha, está pendiente la adjudicación de la segunda licitación.

Además de asegurar mayor abastecimiento de gas propio de E&P, la capacidad de transporte adjudicada genera beneficios relevantes para el negocio de generación eléctrica. Bajo los lineamientos de la Res. SE N° 400/25, la electricidad producida con gas transportado a través de nueva infraestructura, como la ampliación del GPM y tramos finales, captura el margen pleno del despacho cuando se comercializa en el mercado *spot* (FRA=1), potenciando la competitividad y rentabilidad de nuestros activos de generación, en particular de nuestros CCs.

Finalización de las concesiones de HINISA e HIDISA

El 30 de junio de 2026, la SE propuso extender la concesión de HIDISA hasta el 15 de diciembre de 2026, sujeta a la adhesión de Pampa, salvo que la concesión fuera adjudicada mediante concurso público. Pampa decidió no adherir dicha extensión y, a fin de garantizar el servicio, continuará operando la central por otros 90 días.

En cuanto a HINISA, la concesión venció el 31 de julio de 2026, con la consecuente reversión de los activos a Hidroelectricidad Mendocina S.A., la compañía provincial de energía. El 28 de julio, el Gobierno Nacional y la provincia de Mendoza convocaron a una licitación pública nacional e internacional de la concesión de la generación hidroeléctrica del Completo Los Nihuales (Nihuales I, II, III y IV) y para la venta del 100% del paquete accionario de Hidroelectricidad Mendocina S.A. (DNU N° 667/26). Asimismo, la provincia de Mendoza aprobó los pliegos para la licitación conjunta, remitiéndolos al Gobierno Nacional para su revisión (Decreto Provincial N° 1.436/26). Hidroelectricidad Mendocina S.A. continuará operando el complejo hasta el 31 de diciembre de 2026, salvo adjudicación previa.

Subastas de GNL

Durante el 2T26, el MEGSA organizó subastas de GNL ofrecido por ENARSA en condición firme. El GNL permite mitigar las restricciones estacionales en la capacidad de transporte de gas y asegurar el abastecimiento para generación eléctrica durante los períodos de mayor demanda. Además, su costo es reconocido por CAMMESA en la electricidad comercializada en el mercado *spot*.

Entre junio y julio de 2026, Pampa resultó adjudicada por 74,5 millones de m³ de GNL, utilizado en CTGEBA, mientras que CTEB consumió su adjudicación de 51,6 millones de m³. Para agosto de 2026, Pampa ofertó por 39,5 millones de m³ para el consumo de CTGEBA, mientras que CTEB ofertó 34,4 millones de m³. Ambas ofertas fueron adjudicadas el 23 de julio de 2026. Los precios de compra fueron de US\$22, US\$18 y US\$25 por MBTU para los meses de junio, julio y agosto, respectivamente.

1.4 Transener y TGS

Actualizaciones tarifarias

Aplicable desde:	Transener/Transba		TGS	
	Aumento	Resolución	Aumento	Resolución
Abril 2026	1,6%	ENRE N° 180 y 181/26	2,2%	ENARGAS N° 361/26
Mayo 2026	2,3%	ENRE N° 225 y 226/26	4,2%	ENARGAS N° 448/26
Junio 2026	4,3%	ENREGE N° 18 y 17/26	4,2%	ENREGE N° 56/26
Julio 2026	2,4%	ENREGE N° 176 y 180/26	2,6%	ENREGE N° 161/26
Agosto 2026	1,4%	ENREGE N° 338 y 340/26	1,7%	ENREGE N° 356/26

Iniciativa Privada de TGS

El 12 de mayo de 2026, el MECON aprobó la solicitud de adhesión al RIGI de TGS para la ampliación del Tramo I del GPM y su plan de inversión (Res. N° 676/26). La fecha de adhesión fue el 30 de abril de 2026.

Proyecto Integral NGLs: Decisión final de inversión

El 10 de junio de 2026, TGS anunció la decisión final de inversión por US\$3.000 millones para desarrollar el Proyecto Integral NGLs, la mayor inversión de este tipo en la historia de Argentina y un hito en la expansión del negocio de *midstream* de TGS.

El proyecto, que se desarrollará en los próximos cuatro años, contempla la ampliación de la planta de tratamiento Tratayén y la construcción de un gasoducto de segregación de 100 km, un poliducto hasta Bahía Blanca, plantas de fraccionamiento y almacenamiento, y una terminal marítima para despacho. Se espera que el proyecto genere alrededor de 4.000 empleos directos, 15.000 indirectos y exportaciones anuales por aproximadamente US\$1.200 millones, consolidando la infraestructura de *midstream* de Argentina y su capacidad para monetizar los NGL de Vaca Muerta.

1. Análisis de los resultados del 2T26

Resumen por segmento En US\$ millones	2T26			2T25			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Petróleo y Gas	334	182	(13)	204	87	20	+64%	+109%	NA
Generación de electricidad	351	155	130	185	112	(5)	+90%	+39%	NA
Petroquímica	138	20	14	122	3	(13)	+13%	NA	NA
Holding, transporte y otros	9	58	41	5	35	38	+80%	+66%	+8%
Eliminaciones	(86)	-	-	(30)	-	-	+187%	NA	NA
Total	746	415	172	486	237	40	+53%	+75%	NA

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

Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Resultado operativo consolidado	449	234	271	113
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	264	181	142	97
EBITDA contable	713	415	413	210
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(19)	(3)	(10)	(1)
Ajustes del segmento de generación	(32)	15	(24)	14
Ajustes del segmento de petroquímica	4	(17)	1	(0)
Ajustes del segmento de holding, transporte y otros	75	47	35	14
EBITDA ajustado consolidado	740	457	415	237
A nuestra tenencia	736	455	414	236

2.1 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2026	2025	Δ%	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	581	350	+66%	334	204	+64%
<i>Ventas en el mercado local</i>	371	284	+31%	211	164	+28%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	210	66	+218%	123	40	+208%
Costo de ventas	(396)	(270)	+47%	(218)	(152)	+43%
Resultado bruto	185	80	+131%	116	52	+123%
Gastos de comercialización	(48)	(34)	+41%	(26)	(17)	+53%
Gastos de administración	(42)	(40)	+5%	(21)	(19)	+11%
Otros ingresos operativos	15	16	-6%	13	12	+8%
Otros egresos operativos	(5)	(8)	-38%	(2)	(5)	-60%
Recupero de deterioro/(Deterioro) de activos financieros	2	(2)	NA	3	(2)	NA
Deterioro de inventarios	(1)	(1)	-	-	(1)	-100%
Rdo. por participaciones en asociadas	7	2	+250%	4	2	+100%
Resultado operativo	113	13	NA	87	22	+295%
Gastos financieros	(57)	(55)	+4%	(32)	(30)	+7%
Otros resultados financieros	(12)	-	NA	(22)	4	NA
Resultados financieros, netos	(69)	(55)	+25%	(54)	(26)	+108%
Resultado antes de impuestos	44	(42)	NA	33	(4)	NA
Impuesto a las ganancias	48	13	+269%	(46)	24	NA
Resultado del período	92	(29)	NA	(13)	20	NA
EBITDA ajustado	286	128	+124%	182	87	+109%
Altas de PPE	424	453	-6%	228	306	-26%
Depreciaciones y amortizaciones	192	118	+63%	105	66	+59%
Costo de extracción	130	103	+26%	75	58	+29%
Costo de extracción por boe	7,2	7,8	-9%	7,7	7,6	+1%

Las **ventas** del segmento de petróleo y gas crecieron 64% interanual en el 2T26, impulsadas por el aumento de la producción de *shale oil* en Rincón de Aranda, mayores ventas de gas a nuestros CCs bajo los nuevos lineamientos de normalización del MEM y los incrementos tarifarios en el segmento minorista. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores volúmenes vendidos bajo el Plan Gas producto de la cesión de contratos con CAMMESA, y por menores entregas a industrias. El aumento del 36% en las ventas vs. 1T26 responde a la mayor demanda estacional de gas de distribuidoras y usinas.

En cuanto al **desempeño operativo**, la producción total alcanzó un récord trimestral de 107,5 kboepd en el 2T26, +28% vs. 2T25, explicado principalmente por la mayor producción de crudo en RDA y por el aumento de la demanda de gas para generación eléctrica en nuestros CCs despachados bajo el mercado *spot*. En comparación con el 1T26, la producción creció 7%, impulsada por RDA y la demanda estacional del segmento minorista y usinas, parcialmente compensada por menores entregas a nuestras centrales y clientes industriales debido a restricciones estacionales en la capacidad de transporte.

La **producción de gas** promedió 14,3 mcmpd (+10% vs. 2T25, +4% vs. 1T26). Entre los bloques operados, Sierra Chata lideró la producción con un récord de 7,4 mcmpd en el 2T26 (+95% vs. 2T25, +22% vs. 1T26), traccionada por la entrada en producción de 4 pozos *shale* en abril de 2026. El Mangrullo contribuyó 5,2 mcmpd (-30% vs. 2T25, -14% vs. 1T26), sin nuevos pozos conectados desde julio de 2024. En conjunto, Sierra Chata y El Mangrullo concentraron el 88% de la producción total de gas. Por su parte, el gas asociado de RDA y el pozo exploratorio en Parva Negra Este aportaron 0,3 mcmpd (+40% vs. 1T26).

En las áreas no operadas, Río Neuquén produjo 1,1 mcmpd (-17% vs. 2T25, -6% vs. 1T26), cuya caída fue parcialmente compensada por la conexión de 2 nuevos pozos *tight*. Rincón del Mangrullo y Aguaragüe continuaron reduciendo su aporte hasta 0,2 mcmpd, explicado por el declino natural y la ausencia de nueva actividad.

Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2026			2025			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
Semestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	3,4	14.037		0,9	12.375				
En millones de pie cúbicos/día		496			437		+282%	+13%	+33%
En miles de boe/día	21,5	82,6	104,1	5,6	72,8	78,5			
Ventas									
En miles de m ³ /día	3,3	14.084		0,8	12.434				
En millones de pie cúbicos/día		497			439		+308%	+13%	+32%
En miles de boe/día	20,8	82,9	103,7	5,1	73,2	78,3			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	58,5			63,7			-8%	+7%	
En US\$/MBTU		3,8			3,5				
Segundo trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	3,7	14.284		1,3	12.933				
En millones de pie cúbicos/día		504			457		+194%	+10%	+28%
En miles de boe/día	23,4	84,1	107,5	8,0	76,1	84,1			
Ventas									
En miles de m ³ /día	3,4	14.501		1,0	12.975				
En millones de pie cúbicos/día		512			458		+224%	+12%	+29%
En miles de boe/día	21,2	85,4	106,6	6,6	76,4	82,9			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	58,8			61,6			-4%	+15%	
En US\$/MBTU		4,6			4,0				

Nota: Producción neta en Argentina. Volumen de gas estandarizado a 9.300 kCal. El precio del petróleo está neto de derechos de exportación y descuentos por calidad y logística. El primer semestre de 2025 incluye la producción de El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga, bloques cedidos a Crown Point Energía S.A. en octubre de 2025 (1,5 kbpd de crudo producidos en 6M25, y 1,6 kbpd en el 2T25).

El **precio del gas** promedio aumentó 15% vs. 2T25 a US\$4,6 por MBTU, explicado por un mayor reconocimiento del costo del gas para generación propia, sumado a sucesivos aumentos tarifarios y un tipo de cambio estable, que se tradujeron en mayores precios para el segmento minorista. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores precios de exportación. En comparación con el 1T26, el precio realizado aumentó 57%, explicado por factores estacionales.

En cuanto al **destino de las ventas de gas**, en el 2T26 el 26% se entregó a CAMMESA para el despacho térmico (43% en 2T25) y el 30% a distribuidoras minoristas (37% en 2T25). En conjunto, ambos segmentos representaron el 56% de las ventas bajo el Plan Gas, frente al 80% en 2T25, debido a la cesión de los GSAs a nuestro segmento de generación. Por ende, el consumo intersegmento aumentó al 31% de las ventas (3% en 2T25), principalmente traccionado por la gestión propia del combustible en CTLL y CTGEBa y, en menor medida, en CTIW, bajo los nuevos lineamientos del MEM y los mayores precios de reconocimiento del combustible por parte de CAMMESA. El consumo intersegmento incluye el abastecimiento recurrente, aunque marginal, a nuestras plantas petroquímicas. El 13% restante se distribuyó entre el mercado industrial/*spot* (4% vs. 9% en 2T25), y las entregas estables para las exportaciones (9% vs. 8% en 2T25).

La **producción de petróleo** alcanzó 23,4 kbpd en 2T26 (3x vs. 2T25, +20% vs. 1T26), impulsada por la aceleración del desarrollo de RDA, que promedió 22,2 kbpd (+17,0 kbpd vs. 2T25, +22% vs. 1T26), con 43 pozos en producción (17 en 2T25, sin cambios vs. 1T26). En julio se completaron 10 pozos, listos para ser conectados en agosto. Este crecimiento fue parcialmente compensado por la desinversión de El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga en octubre de 2025 (-1,6 kbpd vs. 2T25).

El **precio del petróleo**, neto de derechos de exportación y descuentos comerciales, promedió US\$58,8 por barril (-4% vs. 2T25, similar al 1T26), impactado por las coberturas de Brent tomadas sobre la producción de RDA. Sin dicha cobertura, el precio realizado hubiera sido de US\$91,0 por barril, equivalente a

aproximadamente US\$64 millones adicionales de ventas. Las exportaciones representaron el 57% del volumen vendido en el 2T26 (55% en 2T25 y 1T26).

El **costo de extracción**⁴ totalizó US\$75 millones en 2T26, +29% vs. 2T25, explicado por la puesta en marcha de la segunda TPF en RDA, que incrementó la capacidad de tratamiento de 20 a 28 kbpd, sumado a mayores costos de tratamiento asociados al aumento de la producción de gas. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos de personal tras la desinversión de El Tordillo. Frente al 1T26, el costo aumentó 35%, principalmente por la nueva TPF y mayores costos de mantenimiento y tratamiento asociados al mayor volumen de gas producido, parcialmente compensados por menores costos de transporte de gas en Sierra Chata. El **costo de extracción por boe** fue de US\$7,7/boe producido, similar al 2T25, ya que el mayor volumen producido en RDA y de gas compensó el aumento del costo total de extracción. En comparación con el 1T26, el costo por boe aumentó 25%, principalmente por la entrada de la segunda TPF, cuyo impacto en costos fue superior al crecimiento secuencial de la producción de RDA.

Excluyendo depreciaciones y amortizaciones y costos de extracción, los **otros costos operativos** ascendieron a US\$85 millones (+33% vs. 2T25, +8% vs. 1T26), principalmente por mayores regalías y costos de transporte asociados al incremento de la producción, parcialmente compensado por menor inventario de crudo.

Los **otros ingresos operativos, netos de egresos** aumentaron US\$4 millones vs. 2T25 a US\$11 millones, explicado por mejoras en los indicadores de cobranza y menores provisiones por remediación ambiental, parcialmente compensados por menores ingresos derivados de la compensación del Plan Gas, neto de regalías, producto de mayores precios realizados en US\$ en el segmento minorista. En comparación con el 1T26, aumentaron US\$12 millones, explicado por la estacionalidad de la compensación del Plan Gas.

Los **resultados financieros** registraron una pérdida neta de US\$54 millones (+108% vs. 2T25, +260% vs. 1T26), principalmente por menores ganancias asociadas a derivados de Brent no designados como cobertura, y por diferencias de cambio derivadas de una mayor posición activa en AR\$.

Reconciliación del EBITDA ajustado de E&P, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Resultado operativo	113	13	87	22
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	192	118	105	66
EBITDA contable	305	131	192	88
Eliminación de deterioro de inventarios	1	1	-	1
Eliminación de intereses comerciales ganados	(3)	(2)	(1)	(0)
Eliminación de resultado por VPP de SESA	(7)	(2)	(4)	(2)
Reclasificación como costo de extracción el alquiler de la TPF	(10)	-	(5)	-
EBITDA ajustado de E&P	286	128	182	87

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas alcanzó US\$182 millones en 2T26, +109% vs. 2T25, impulsado principalmente por la aceleración de la producción de *shale oil* en RDA y mayores precios y ventas de gas a nuestras centrales térmicas, producto de la normalización gradual del MEM. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores precios realizados del petróleo y ventas bajo Plan Gas tras la cesión de contratos, y mayores regalías y costos tratamiento asociados al incremento de la producción, en particular por el comisionamiento de la segunda TPF en RDA. Frente al 1T26, el EBITDA ajustado aumentó 74%, principalmente por mayores entregas y precios de gas durante el invierno. El EBITDA ajustado excluye ingresos y egresos extraordinarios y no monetarios, intereses comerciales por mora en la cobranza, resultados por VPP en afiliadas e incluye un ajuste de US\$5 millones en costos de extracción por el arrendamiento de TPF en RDA, que bajo NIIF se registra como inversión de capital.

Las **inversiones de capital** totalizaron US\$228 millones (-26% vs. 2T25, pero +16% vs. 1T26), siendo el 72% destinado al desarrollo de RDA.

⁴ Considera costos por mantenimiento, tratamiento, transporte, personal en boca de pozo y el alquiler de TPF en RDA, el cual bajo NIIF se registra bajo Arrendamientos, devengando amortizaciones en los costos de ventas por derecho de uso. El costo de extracción excluye amortizaciones y depreciaciones.

2.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2026	2025	Δ%	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	630	380	+66%	351	185	+90%
Costo de ventas	(408)	(205)	+99%	(238)	(102)	+133%
Resultado bruto	222	175	+27%	113	83	+36%
Gastos de comercialización	(2)	(2)	-	(1)	(1)	-
Gastos de administración	(22)	(21)	+5%	(11)	(10)	+10%
Otros ingresos operativos	8	13	-38%	4	7	-43%
Otros egresos operativos	(7)	(5)	+40%	(2)	(4)	-50%
Resultado por part. en negocios conjuntos	60	7	NA	39	(6)	NA
Resultado operativo	259	167	+55%	142	69	+106%
Ingresos financieros	8	8	-	4	2	+100%
Gastos financieros	(18)	(25)	-28%	(9)	(13)	-31%
Otros resultados financieros	29	80	-64%	9	49	-82%
Resultados financieros, netos	19	63	-70%	4	38	-89%
Resultado antes de impuestos	278	230	+21%	146	107	+36%
Impuesto a las ganancias	(56)	(111)	-50%	(14)	(113)	-88%
Resultado del período	222	119	+87%	132	(6)	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>218</i>	<i>119</i>	<i>+83%</i>	<i>130</i>	<i>(5)</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>4</i>	<i>-</i>	<i>NA</i>	<i>2</i>	<i>(1)</i>	<i>NA</i>
EBITDA ajustado	299	242	+24%	155	112	+39%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	295	240	+23%	154	111	+38%
Altas de PPE y derechos de uso	4	28	-86%	2	20	-89%
Depreciaciones y amortizaciones	72	60	+20%	37	29	+28%

Las **ventas** del segmento de generación de energía crecieron 90% interanual en el 2T26, impulsadas principalmente por el reconocimiento de la gestión propia del combustible destinado a la generación térmica en el mercado *spot*, incluido el GNL consumido en junio en CTGEB. Dicho ingreso se compensa con el costo de adquisición del gas a nuestro segmento de petróleo y gas y por las subastas de ENARSA, registrados dentro del costo de ventas del negocio de generación. Por el GNL, además del costo de adquisición, CAMMESA reconoce un 25% de margen por la gestión. Asimismo, el crecimiento de las ventas reflejó el mayor margen por despacho de los CC CTGEB y CTLL, las unidades más competitivas de nuestro portafolio para el mercado *spot*, favorecidas por el aumento del costo marginal del sistema, que desde mayo aumentó por factores estacionales, sumado al incremento de las ventas de CTLL a grandes usuarios en el MAT. Dichos incrementos fueron parcialmente compensados por la caída de los contratos de Energía Plus, la indisponibilidad de la TG04 de CTLL bajo PPA hasta fines de mayo, y el menor desempeño de los PEPs que comercializan energía en el MATER. Frente al 1T26, las ventas aumentaron 26%, debido a mayores precios de la energía *spot* durante el invierno e incremento de ventas de B2B PPAs en el MAT.

En el mercado *spot*, la remuneración por potencia de los CC cayó a US\$4,5 mil por MW-mes (-15% vs. 2T25, -16% vs. 1T26). Asimismo, las unidades de ciclo abierto promediaron US\$6,2 mil por MW-mes (+18% vs. 2T25, pero -18% vs. 1T26), traccionadas por la operación con combustible alternativo en CPB. Las hidros promediaron US\$2,3 mil por MW-mes (+3% vs. 2T25, similar al 1T26).

Sobre el **desempeño operativo**, la generación de energía operada aumentó 14% vs. 2T25, superando el crecimiento del sistema nacional, explicado por mayor despacho por mérito económico en CTLL (+452 GWh), la finalización de las obras de repotenciación realizadas en CTEB durante el 2T25 (+448 GWh) y, dado el aumento en los costos marginales del sistema, un mayor despacho de las unidades bajo PPAs, principalmente el CC nuevo de CTGEB (+90 GWh), CTPP (+47GWh) y CTIW (+54 GWh). Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores despachos en el CC viejo de CTGEB, debido a restricciones en la capacidad de transporte del gas (-285 GWh), y en CPB como consecuencia de su alto CVP (-161 GWh). En comparación con el 1T26, el despacho disminuyó 7%, principalmente por menor generación en CPB y CTGEB.

La **disponibilidad** de nuestras unidades operadas fue de 88,4% en el 2T26 vs. 91,6% en el 2T25 (-315 puntos básicos), afectada por la continua salida de HINISA, sumadas las indisponibilidades en CTG en la TV13 en abril y la TG01 durante junio, y en la TG04 en CTLL hasta fines de mayo de 2026, y mantenimientos programados en CTEB. En comparación, en el 2T25 CTLL estuvo afectada por una indisponibilidad programada y obras de repotenciación en CTEB. La disponibilidad térmica cayó 305 puntos básicos, a 91,2% en el 2T26. En el 1T26, la disponibilidad total y térmica habían sido de 89,9% y 91,1%, respectivamente.

Principales indicadores operativos de generación	2026				2025				Variación			
	Eólica	Hidro	Térmica	Total	Eólica	Hidro	Térmica	Total	Eólica	Hidro	Térmica	Total
Capacidad instalada (MW)	427	938	4.107	5.472	427	938	4.107	5.472	+0%	-	+0%	-0%
Capacidad contratada (MW)	427	25	1.483	1.935	427	-	1.343	1.769	+0%	na	+10%	+9%
Participación de mercado (%)	1,0%	2,1%	9,2%	12,2%	1,0%	2,1%	9,4%	12,5%	-0%	-0%	-0%	-0%
Semestre												
Generación neta (GWh)	807	658	9.637	11.101	824	777	9.054	10.655	-2%	-15%	+6%	+4%
Volumen vendido (GWh)	811	657	9.735	11.203	826	778	9.469	11.072	-2%	-16%	+3%	+1%
Precio promedio (US\$/MWh)	68	29	74	71	69	21	39	40	-2%	+37%	+91%	+78%
Margen bruto promedio (US\$/MWl)	55	15	31	31	54	10	24	25	+2%	+54%	+28%	+25%
Segundo trimestre												
Generación neta (GWh)	368	342	4.654	5.363	406	293	4.006	4.704	-9%	+17%	+16%	+14%
Volumen vendido (GWh)	376	341	4.646	5.363	406	293	4.210	4.909	-7%	+16%	+10%	+9%
Precio promedio (US\$/MWh)	69	24	92	86	69	24	42	43	-0%	-3%	+119%	+99%
Margen bruto promedio (US\$/MWl)	54	9	34	34	57	9	24	26	-5%	-3%	+40%	+30%

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Incluye CTEB (co-operado por Pampa, con participación accionaria del 50%).

Los **costos operativos**, excluyendo depreciaciones y amortizaciones, aumentaron a US\$213 millones en el 2T26 (+154% interanual, +45% vs. 1T26), principalmente por mayores compras de gas a nuestro segmento de E&P para el abastecimiento de nuestras centrales térmicas. En comparación con el 1T26, dichas compras se realizaron a un costo mayor como consecuencia de la estacionalidad.

Los **otros ingresos operativos, netos de egresos** arrojaron una ganancia de US\$2 millones vs. US\$3 millones en el 2T25, explicado por un menor recupero de seguros, neto de reparaciones.

Los **resultados financieros** del 2T26 reflejaron una ganancia neta de US\$4 millones (-89% vs. 2T25, -73% vs. 1T26), debido principalmente a menores ganancias por tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensadas por menores gastos financieros.

Reconciliación del EBITDA ajustado de generación, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Resultado operativo	259	167	142	69
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	72	60	37	29
EBITDA contable	331	227	179	98
Eliminación de resultado por VPP de CTEB	(60)	(7)	(39)	6
Eliminación de intereses comerciales ganados	(3)	(2)	(1)	(1)
Eliminación de provisión de hidros	-	0	-	-
EBITDA de CTEB, a nuestra tenencia del 50%	31	23	17	9
EBITDA ajustado de generación	299	242	155	112

El **EBITDA ajustado** del segmento de generación alcanzó US\$155 millones, +39% vs. 2T25, debido al mayor margen de nuestras unidades térmicas en el *spot* bajo el nuevo esquema regulatorio y al aumento de las ventas de potencia y energía a clientes industriales en el MAT, parcialmente compensados por la caída de los contratos de Energía Plus, la indisponibilidad de la TG04 de CTLL y el menor factor de carga de los PEPes que comercializan en el MATER. En comparación con el 1T26, el EBITDA ajustado aumentó 8%, principalmente por la estacionalidad en el margen de despacho, parcialmente compensado por menor generación térmica producto de limitaciones en el transporte de gas. El EBITDA ajustado excluye ítems no operativos, extraordinarios y no monetarios, y considera la participación del 50% en CTEB, que devengó US\$17 millones en 2T26 (+88% vs. 2T25, +16% vs. 1T26), principalmente por el mayor margen en el mercado

spot de las turbinas de gas como consecuencia del incremento del costo marginal durante la época invernal, y un margen por la gestión del GNL consumido durante el mes de junio.

Las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB, fueron de US\$2 millones en 2T26 vs. US\$20 millones del 2T25, destinadas principalmente a mantenimiento.

2.3 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2026	2025	Δ%	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	226	214	+6%	138	122	+13%
<i>Ventas en el mercado local</i>	123	131	-6%	70	74	-5%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	103	83	+24%	68	48	+41%
Costo de ventas	(192)	(206)	-7%	(111)	(116)	-4%
Resultado bruto	34	8	NA	27	6	NA
Gastos de comercialización	(6)	(6)	-	(3)	(3)	-
Gastos de administración	(3)	(3)	-	(1)	(1)	-
Otros ingresos operativos	1	19	-95%	1	-	NA
Otros egresos operativos	(10)	(5)	+100%	(5)	(1)	NA
Resultado operativo	16	13	+23%	19	1	NA
Ingresos financieros	-	27	-100%	-	-	NA
Otros resultados financieros	(7)	3	NA	2	4	-50%
Resultados financieros, netos	(7)	30	NA	2	4	-50%
Resultado antes de impuestos	9	43	-79%	21	5	NA
Impuesto a las ganancias	(3)	(14)	-79%	(7)	(18)	-61%
Resultado del período	6	29	-79%	14	(13)	NA
EBITDA ajustado	20	(1)	NA	20	3	NA
Altas de PPE	-	6	-100%	-	3	-100%
Depreciaciones y amortizaciones	-	3	-100%	-	2	-100%

Reconciliación del EBITDA ajustado de petroquímica, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Resultado operativo	16	13	19	1
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	-	3	-	2
EBITDA contable	16	16	19	3
Eliminación de gastos de proyectos	4	-	1	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(0)	(0)	(0)
Eliminación de ajuste por contingencias	-	(17)	-	-
EBITDA ajustado de petroquímica	20	(1)	20	3

El **EBITDA ajustado** de petroquímica fue de US\$20 millones en el 2T26, ampliamente superior a los US\$3 millones registrados en el 2T25 y en equilibrio en 1T26, explicado principalmente por la suba de los precios internacionales, que derivó en aumento de los márgenes de estirénicos y de la Reforma. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una reducción en los volúmenes comercializados.

El **volumen** total comercializado alcanzó 95 mil ton vs. 125 mil ton en 2T25, -24% interanual, explicado por el menor volumen de Reforma, en línea con el menor procesamiento de nafta virgen. Estos efectos fueron parcialmente compensados por aumentos en las exportaciones de caucho. El aumento secuencial del 14% se debe principalmente por la parada programada de la Reforma durante 35 días en el 1T26.

Los **resultados financieros** arrojaron una ganancia de US\$2 millones, -50% vs. 2T25, debido a mayores pérdidas por la cobertura sobre el precio de la gasolina. La mejora de US\$11 millones vs. 1T26 se explica principalmente por la caída en los precios internacionales de la gasolina, reduciendo la pérdida por la cobertura.

Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno ¹	Caucho sintético	Reforma y otros	
Semestre				
Volumen vendido 2026 (miles de ton)	41	23	114	178
Volumen vendido 2025 (miles de toneladas)	42	20	147	209
Variación 2026 vs. 2025	-2%	+17%	-22%	-15%
Precio promedio 2026 (US\$/ton)	1.718	1.749	1.012	1.270
Precio promedio 2025 (US\$/ton)	1.523	1.742	787	1.025
Variación 2026 vs. 2025	+13%	+0%	+29%	+24%
Segundo trimestre				
Volumen vendido 2T26 (miles de ton)	19	12	64	95
Volumen vendido 2T25 (miles de toneladas)	22	9	93	125
Variación 2T26 vs. 2T25	-17%	+33%	-31%	-24%
Precio promedio 2T26 (US\$/ton)	2.050	2.030	1.184	1.459
Precio promedio 2T25 (US\$/ton)	1.510	1.715	781	978
Variación 2T26 vs. 2T25	+36%	+18%	+52%	+49%

Nota: 1 Incluye Propileno.

2.4 Análisis del segmento de holding, transporte y otros

Segmento de holding, transporte y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2026	2025	Δ%	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	17	12	+42%	9	5	+80%
Resultado bruto	17	12	+42%	9	5	+80%
Gastos de comercialización	-	(1)	-100%	-	(1)	-100%
Gastos de administración	(25)	(20)	+25%	(15)	(11)	+36%
Otros ingresos operativos	4	5	-20%	1	2	-50%
Otros egresos operativos	(15)	(22)	-32%	(9)	(8)	+13%
Deterioro de intangibles	(1)	-	NA	(1)	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	81	67	+21%	38	34	+12%
Resultado operativo	61	41	+49%	23	21	+10%
Gastos financieros	(13)	(19)	-32%	(8)	(15)	-47%
Otros resultados financieros	12	39	-69%	26	28	-7%
Resultados financieros, netos	(1)	20	NA	18	13	+38%
Resultado antes de impuestos	60	61	-2%	41	34	+21%
Impuesto a las ganancias	10	13	-23%	-	4	-100%
Resultado del período	70	74	-5%	41	38	+8%
EBITDA ajustado	136	88	+54%	58	35	+66%
Altas de PPE	1	5	-77%	1	2	-68%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA

En holding, transporte y otros, excluyendo los VPPs de nuestras afiliadas, el **margen operativo** registró una pérdida de US\$15 millones en el 2T26, -15% vs. 2T25, principalmente por mayores ingresos por fees. En comparación con el 1T26, la pérdida operativa aumentó en un 200%, explicado por mayores gastos asociados al desarrollo del proyecto de fertilizantes.

Los **resultados financieros** del 2T26 mostraron una ganancia neta de US\$18 millones (+38% vs. 2T25, +195% vs. 1T26), debido a menores intereses fiscales, parcialmente compensado por mayores créditos impositivos, recuperables a largo plazo.

Reconciliación del EBITDA ajustado de holding, transporte y otros, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Resultado operativo	61	41	23	21
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	-	-	-	-
EBITDA contable	61	41	23	21
Eliminación de resultados por VPP	(81)	(67)	(38)	(34)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	-	(0)	-
Eliminación de deterioro de act. intang.	1	-	1	-
Eliminación costos de arbitraje en OCP	-	8	-	-
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	110	79	50	34
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	45	27	22	14
EBITDA ajustado de holding y otros	136	88	58	35

El **EBITDA ajustado** del segmento, que excluye ítems no operativos, extraordinarios y no monetarios, e incluye la participación proporcional en TGS y Transener, alcanzó una ganancia de US\$58 millones en el 2T26 (+66% vs. 2T25, pero -25% vs. 1T26).

En **TGS**, el EBITDA ajustado atribuible a nuestra tenencia fue de US\$50 millones en el 2T26, +49% vs. 2T25, principalmente por mayores volúmenes y precios comercializados de líquidos del gas natural, producto de la recuperación del evento climático extraordinario ocurrido en Cerri en marzo de 2025, y parcialmente compensado por los mayores costos de gas natural asociados al mayor procesamiento. El segmento regulado también registró un aumento en el EBITDA medido en US\$, gracias al 11% de [aumento tarifario](#) durante el 2T26, superior a la evolución de la inflación (7%) y devaluación del AR\$ (7%). Con respecto al 1T26, el EBITDA ajustado se redujo 15%, principalmente por la devaluación del AR\$ y el mayor costo estacional del gas.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia alcanzó los US\$22 millones (+54% vs. 2T25, -3% vs. 1T26), explicado por los [incrementos tarifarios](#) del 8% por encima de la inflación y la devaluación cambiaria (7% cada una).

2. Estado de caja y deuda financiera

Al 30 de junio de 2026, 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	1.063	1.050	437	437	(626)	(613)
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	-	-	-	-	-	-
Petróleo y gas	218	218	2.163	2.163	1.945	1.945
Total bajo NIIF/Grupo Restringido	1.281	1.268	2.600	2.600	1.319	1.332
Afiliadas a nuestra participación ²	471	471	394	394	(77)	(77)
Total con afiliadas	1.752	1.739	2.994	2.994	1.242	1.255

Nota: La deuda financiera incluye intereses devengados. ¹ Incluye efectivo y equivalentes de efectivo y activos financieros a valor razonable.

² Bajo NIIF, las afiliadas CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa.

3.1 Operaciones de deuda

Al 30 de junio de 2026, el endeudamiento financiero de Pampa bajo NIIF alcanzó los US\$2.600 millones, 37% más que en el cierre de 2025. La deuda neta aumentó de US\$801 millones en diciembre 2025 a US\$1.319 millones, reflejado por mayores desembolsos destinados al desarrollo de RDA y requerimientos de garantías vinculadas a la cobertura de precio del crudo, sumado a un aumento del capital de trabajo por mayores ventas, parcialmente compensado por una disminución en los días de cobro. En comparación con el cierre de marzo de 2026, la deuda neta aumentó 10%, explicado por el mayor capex en RDA y capital de trabajo estacional, compensado por las devoluciones de garantías producto de la caída en el precio del Brent.

El 21 de mayo de 2026, Pampa reabrió su bono internacional con vencimiento en noviembre de 2037 y tasa de interés anual del 7,750%. La nueva emisión por US\$500 millones fue colocada con un rendimiento del 7,60%, y elevó el monto total en circulación de la ON 2037 a US\$950 millones. La emisión recibió ofertas por más del doble del monto adjudicado, permitiendo alcanzar el menor *spread* sobre la tasa del Tesoro de Estados Unidos en la historia de las emisiones de deuda de Pampa y extender el perfil de vencimientos, fortaleciendo su estructura de deuda.

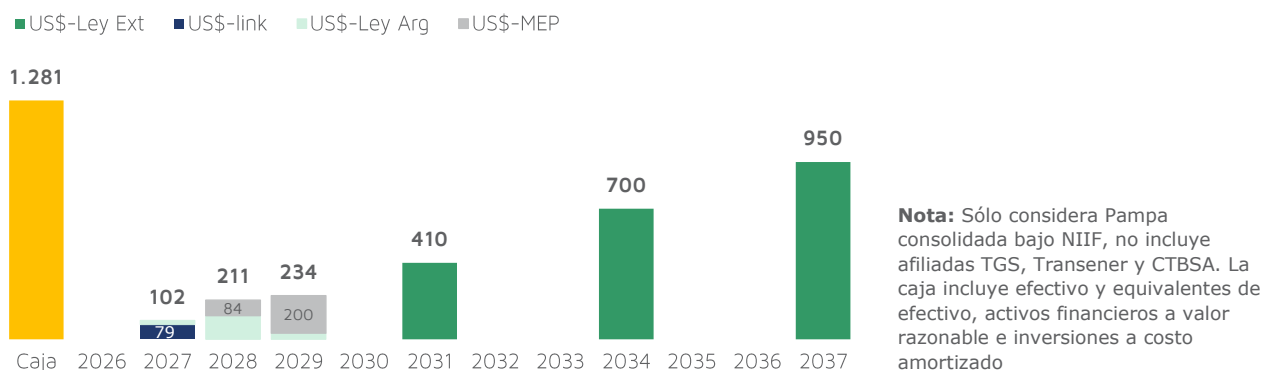
Asimismo, en el 2T26 Pampa emitió la ON Clase 27 US\$-MEP por US\$200 millones, con vencimiento en abril de 2029 y una tasa de interés fija anual del 5,49%, pagadera semestralmente y tomó deuda bancaria neta de cancelaciones por US\$26 millones.

Al 30 de junio de 2026, el 97% de la deuda bruta de Pampa correspondía a instrumentos emitidos en el mercado de capitales y el 3% restante a financiamiento bancario. El costo promedio de financiación fue del 7,3%. El detalle es el siguiente:

Tipo de deuda	Moneda	Legislación	Monto en millones de US\$	% sobre deuda bruta total	Tasa promedio	Vida promedio
Préstamos	US\$	Argentina	79	3%	5,7%	1,9
	US\$ MEP	Argentina	284	11%	5,6%	2,6
ON	US\$	Argentina	105	4%	7,3%	2,1
	US\$-link	Argentina	79	3%	-	1,5
	US\$	Extranjera	2.060	79%	7,8%	9,2
Total			2.607	100%	7,3%	7,7

Nota: Las cifras en US\$ corresponden al capital de la deuda, sin incluir intereses devengados.

La vida promedio de la deuda fue de 7,7 años. A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras al cierre del 2T26, en US\$ millones:



Respecto a las afiliadas, durante el 2T26, CTEB canceló al vencimiento el remanente en circulación de la ON Clase 9 por US\$26 millones y obtuvo préstamos bancarios netos por US\$38 millones. Con posterioridad al cierre, el 7 de julio de 2026, CTEB acordó una nueva extensión del vencimiento de un préstamo bancario por US\$15 millones, hasta el 7 de noviembre de 2026, manteniendo la tasa de interés anual en 3,5%.

Asimismo, TGS tomó deuda bancaria por US\$14 millones y prorrogó por 180 días un préstamo bancario por US\$48 millones, a una tasa de interés anual del 5,65%.

A la fecha, Pampa cumple con todos los *covenants* fijados en sus endeudamientos.

3.2 Resumen de instrumentos de deuda

Sociedad En US\$ millones	Instrumento	Vencimiento	Monto en circulación	Cupón
En US\$ - Ley Extranjera				
Pampa	ON Clase 21	2031	410	7,95%
	ON Clase 23	2034	700	7,875%
	ON Clase 26	2037	950	7,750%
TGS ¹	ON Clase 3	2031	490	8,5%
	ON Clase 4	2035	500	7,75%
En US\$				
Pampa	ON Clase 25	2028	105	7,25%
En US\$-link				
Pampa	ON Clase 13	2027	79	0%
En US\$-MEP				
Pampa	ON Clase 22	2028	84	5,75%
	ON Clase 27	2029	200	5,49%

Nota: 1 Afiliadas que bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa.

3.3 Calificación crediticia

En mayo de 2026, Fitch Ratings mejoró la calificación de Pampa de largo plazo en moneda extranjera y local de "B" a "B+". Posteriormente, en junio de 2026, S&P mejoró la calificación de "B-" a "B estable" y, en agosto de 2026, FIX SCR mejoró la calificación de CTEB de "AA+" a "AAA".

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional
Pampa	S&P	B estable, bb- (<i>stand-alone</i>)	na
	FitchRatings	B+	AAA (largo plazo), A1+ (corto plazo) ¹
TGS	S&P	B, b+ (<i>stand-alone</i>)	na
	Moody's	B1	na
	FitchRatings	B-	na
Transener	FitchRatings	na	AA (largo plazo) ¹
CTEB	FitchRatings	na	AAA ¹

Nota: 1 Expedida por FIX SCR.

3. Anexo

4.1 Análisis del semestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Primer semestre 2026				Primer semestre 2025			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta	Resultado neto ²	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta	Resultado neto ²
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	286	1.945	92	100,0%	128	1.186	(29)
Subtotal petróleo y gas		286	1.945	92		128	1.186	(29)
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	3	(0)	4	61,0%	4	(0)	2
Los Nihuales	52,0%	5	(0)	5	52,0%	(0)	(0)	(2)
VAR	100,0%	11	(0)	10	100,0%	8	-	3
CTBSA		61	98	152		46	173	14
Ajuste participación no controladora		(31)	(49)	(76)		(23)	(86)	(7)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	31	49	76	50,0%	23	86	7
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		249	(626)	122		207	(474)	109
Subtotal generación		299	(577)	218		242	(388)	119
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	20	-	6	100,0%	(1)	-	29
Subtotal petroquímica		20	-	6		(1)	-	29
Segmento de holding, transporte y otros								
Transener		169	(135)	95		102	(127)	61
Ajuste participación no controladora		(125)	99	(70)		(75)	93	(45)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	45	(35)	25	26,3%	27	(33)	16
TGS		409	(336)	205		305	(2)	128
Ajuste participación no controladora		(299)	245	(151)		(225)	1	(95)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	110	(90)	54	26,9%	79	(1)	33
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		(19)	-	(9)		(18)	-	25
Subtotal holding, transporte y otros		136	(126)	70		88	(34)	74
Eliminaciones		-	77	-		-	(52)	-
Total consolidado		740	1.319	386		457	712	193
A nuestra tenencia accionaria		736	1.255	386		455	773	193

Nota: 1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. **2** Atribuible a los propietarios.

4.2 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	2T26				2T25			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta	Resultado neto ²	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta	Resultado neto ²
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	182	1.945	(13)	100,0%	87	1.186	20
Subtotal petróleo y gas		182	1.945	(13)		87	1.186	20
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	1	(0)	1	61,0%	1	(0)	(1)
Los Nihuiles	52,0%	2	(0)	2	52,0%	0	(0)	(2)
VAR	100,0%	4	(0)	2	100,0%	4	-	1
CTBSA		33	98	128		18	173	(11)
Ajuste participación no controladora		(17)	(49)	(64)		(9)	(86)	5
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	17	49	64	50,0%	9	86	(5)
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		132	(626)	60		98	(474)	3
Subtotal generación		155	(577)	130		112	(388)	(5)
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	20	-	14	100,0%	3	-	(13)
Subtotal petroquímica		20	-	14		3	-	(13)
Segmento de holding, transporte y otros								
Transener		83	(135)	48		54	(127)	32
Ajuste participación no controladora		(61)	99	(36)		(40)	93	(24)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	22	(35)	13	26,3%	14	(33)	9
TGS		187	(336)	90		126	(2)	28
Ajuste participación no controladora		(137)	245	(65)		(92)	1	(21)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	50	(90)	24	26,9%	34	(1)	8
Pampa individual, otras compañías, y ajustes ¹		(14)	-	4		(13)	-	22
Subtotal holding, transporte y otros		58	(126)	41		35	(34)	38
Eliminaciones		-	77	-		-	(52)	-
Total consolidado		415	1.319	172		237	712	40
A nuestra tenencia accionaria		414	1.255	172		236	773	40

Nota: 1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 2 Atribuible a los propietarios.

4.3 Estado de situación patrimonial consolidado

En US\$ millones	Al 30.06.2026	Al 31.12.2025
ACTIVO		
Propiedades, planta y equipo	3.479	3.303
Activos intangibles	87	89
Derechos de uso	24	36
Activo por impuesto diferido	182	43
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	1.354	1.059
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	33	33
Créditos por ventas y otros créditos	78	43
Total del activo no corriente	5.237	4.606
Inventarios	283	231
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	302	366
Instrumentos financieros derivados	-	52
Créditos por ventas y otros créditos	948	614
Efectivo y equivalentes de efectivo	979	725
Total del activo corriente	2.512	1.988
Total del activo	7.749	6.594
PATRIMONIO		
Capital social	35	36
Ajuste de capital	189	191
Prima de emisión	517	516
Ajuste de capital de acciones propias en cartera	1	1
Costo de acciones propias en cartera	(6)	(54)
Reserva legal	44	44
Reserva facultativa	2.707	2.399
Otras reservas	(13)	(12)
Otro resultado integral	97	124
Resultados no asignados	456	351
Patrimonio atribuible a los propietarios	4.027	3.596
Participación no controladora	13	9
Total del patrimonio	4.040	3.605
PASIVO		
Provisiones	73	100
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	28	26
Cargas fiscales	202	212
Pasivo por impuesto diferido	46	56
Planes de beneficios definidos	29	26
Préstamos	2.575	1.844
Deudas comerciales y otras deudas	66	86
Total del pasivo no corriente	3.019	2.350
Provisiones	13	13
Pasivo por impuesto a las ganancias	124	83
Cargas fiscales	83	56
Planes de beneficios definidos	6	6
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	26	36
Instrumentos financieros derivados	54	-
Préstamos	25	48
Deudas comerciales y otras deudas	359	397
Total del pasivo corriente	690	639
Total del pasivo	3.709	2.989
Total del pasivo y del patrimonio	7.749	6.594

4.4 Estado de resultados consolidado

En US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Ingresos por ventas	1.319	900	746	486
<i>Ventas en el mercado local</i>	<i>1.006</i>	<i>750</i>	<i>555</i>	<i>398</i>
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	<i>313</i>	<i>150</i>	<i>191</i>	<i>88</i>
Costo de ventas	(862)	(625)	(482)	(340)
Resultado bruto	457	275	264	146
Gastos de comercialización	(56)	(43)	(30)	(22)
Gastos de administración	(91)	(84)	(47)	(41)
Otros ingresos operativos	28	53	19	21
Otros egresos operativos	(37)	(40)	(18)	(18)
Recupero de deterioro/(Deterioro) de activos financieros	2	(2)	3	(2)
Deterioro de intangibles e inventarios	(2)	(1)	(1)	(1)
Rdo. por part. en negocios conjuntos y asociadas	148	76	81	30
Resultado operativo	449	234	271	113
Ingresos financieros	7	35	3	2
Gastos financieros	(87)	(99)	(48)	(58)
Otros resultados financieros	22	122	15	85
Resultados financieros, neto	(58)	58	(30)	29
Resultado antes de impuestos	391	292	241	142
Impuesto a las ganancias	(1)	(99)	(67)	(103)
Resultado del período	390	193	174	39
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>386</i>	<i>193</i>	<i>172</i>	<i>40</i>
<i>Atribuible a la part. no controladora</i>	<i>4</i>	<i>-</i>	<i>2</i>	<i>(1)</i>
Resultado por acción para los accionistas	0,3	0,1	0,1	0,0
Resultado por ADR para los accionistas	7,1	3,5	3,2	0,7
Promedio de acciones en circulación ¹	1.351	1.360	1.340	1.360
Acciones en circulación al final del período ¹	1.340	1.360	1.340	1.360

Nota: 1 Considera las acciones destinadas al Plan de compensación del personal como acciones en cartera, que ascendían a 3,9 y 3,5 millones de acciones al 30 de junio de 2025 y 2026, respectivamente. Las acciones recompradas sólo son deducidas de la circulación si están en forma de acciones ordinarias.

4.5 Estado de flujo efectivo consolidado

En US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2026	2025	2026	2025
ACTIVIDADES OPERATIVAS				
Ganancia del período	390	193	174	39
Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo de las actividades operativas	195	163	161	160
Cambios en activos y pasivos operativos	(604)	(209)	(121)	(142)
<i>Aumento (disminución) de créditos por ventas y otros créditos</i>	<i>(444)</i>	<i>(254)</i>	<i>28</i>	<i>(142)</i>
<i>Aumento (disminución) de inventarios</i>	<i>(53)</i>	<i>(20)</i>	<i>(45)</i>	<i>3</i>
<i>Aumento (disminución) de deudas comerciales y otras deudas</i>	<i>17</i>	<i>65</i>	<i>(7)</i>	<i>(14)</i>
<i>(Disminución) aumento de remuneraciones y cargas sociales</i>	<i>(10)</i>	<i>(10)</i>	<i>4</i>	<i>3</i>
<i>Pagos de planes de beneficios definidos</i>	<i>(2)</i>	<i>(1)</i>	<i>(1)</i>	<i>-</i>
<i>Aumento de cargas fiscales</i>	<i>38</i>	<i>13</i>	<i>45</i>	<i>8</i>
<i>Disminución de provisiones</i>	<i>(3)</i>	<i>(4)</i>	<i>(2)</i>	<i>(2)</i>
<i>Pagos de impuesto a las ganancias</i>	<i>(50)</i>	<i>-</i>	<i>(50)</i>	<i>-</i>
<i>(Pagos) Cobros por instrumentos financieros derivados, neto</i>	<i>(97)</i>	<i>2</i>	<i>(93)</i>	<i>2</i>
Flujos (aplicados a) generados por las actividades operativas	(19)	147	214	57
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN				
Pago por adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(518)	(444)	(253)	(282)
Cobro por ventas de títulos de deuda y acciones, neto	205	316	118	165
Suscripción de fondos comunes de inversión, neto	(9)	(4)	-	(4)
Integración de capital en sociedades	(30)	(41)	(14)	(10)
Derecho de uso	-	-	-	1
Cobro por ventas de activos intangibles	-	3	-	3
Cobro de dividendos	1	-	1	-
Cobro por ventas de participaciones en áreas	5	2	5	2
Flujos aplicados a las actividades de inversión	(346)	(168)	(143)	(125)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN				
Toma de préstamos	732	380	732	335
Pago de préstamos	(32)	(108)	(9)	(38)
Pago de intereses de préstamos	(68)	(101)	(46)	(63)
Pago por recompra y rescate de ON	(2)	(725)	-	(365)
Pago por arrendamientos	(11)	(2)	(5)	(1)
Flujos generados por (aplicados a) las actividades de financiación	619	(556)	672	(132)
Aumento (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	254	(577)	743	(200)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	725	738	236	361
Aumento (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	254	(577)	743	(200)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	979	161	979	161

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

Principales indicadores operativos del segmento de generación	Eólicas					Hidroeléctricas			Subtotal eólicas + hidro	Térmicas									Subtotal térmicas	Total
	PEPE2	PEPE3	PEPE4	PEA	PEPE6	HINISA¹	HIDISA¹	HPPL		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEBA	Eco-Energía	CTEB²		
Capacidad instalada (MW)	53	53	81	100	140	265	388	285	1.365	780	361	30	620	100	100	1.254	14	848	4.107	5.472
Capacidad contratada (MW)	53	53	81	100	140	25	-	-	452	607	-	-	-	100	100	397	-	279	1.483	1.935
Participación de mercado	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,6%	0,9%	0,6%	3,0%	1,7%	0,8%	0,07%	1,4%	0,2%	0,2%	2,8%	0,03%	1,9%	9,2%	12,2%
Semestre																				
Generación neta 2026 (GWh)	94	110	160	174	268	101	224	333	1.465	2.347	95	33	424	120	164	4.238	32	2.184	9.637	11.101
Participación de mercado	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	1,0%	1,7%	0,1%	0,02%	0,3%	0,1%	0,1%	3,0%	0,02%	1,5%	6,8%	7,8%
Ventas 2026 (GWh)	99	110	160	174	268	100	224	333	1.468	2.406	103	35	415	120	164	4.263	36	2.193	9.735	11.203
Generación neta 2025 (GWh)	97	115	177	155	280	164	272	341	1.601	1.960	189	25	398	88	81	4.476	20	1.818	9.054	10.655
Variación 2026 vs. 2025	-3%	-4%	-9%	+12%	-4%	-38%	-18%	-3%	-9%	+20%	-50%	+34%	+7%	+36%	+103%	-5%	+57%	+20%	+6%	+4%
Ventas 2025 (GWh)	100	115	177	155	280	164	272	341	1.603	1.960	306	25	398	88	81	4.733	55	1.824	9.469	11.072
Precio prom. 2026 (US\$/MWh)	72	63	63	81	63	60	33	17	50	58	na	99	115	na	101	72	54	77	74	71
Precio prom. 2025 (US\$/MWh)	92	63	63	79	63	16	28	18	46	27	67	56	58	na	na	36	40	36	39	40
Margen bruto prom. 2026 (US\$/MWh)	47	55	55	63	53	35	20	6	37	27	72	24	43	124	67	27	18	29	31	31
Margen bruto prom. 2025 (US\$/MWh)	49	55	55	52	56	(0)	18	8	32	18	32	26	32	na	128	20	11	26	24	25
Segundo trimestre																				
Generación neta 2T26 (GWh)	45	52	76	67	127	27	84	230	710	1.264	41	11	52	82	94	1.985	15	1.110	4.654	5.363
Participación de mercado	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,4%	0,1%	0,2%	0,7%	2,0%	3,6%	0,1%	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	5,7%	0,04%	3,2%	13,4%	15,4%
Ventas 2T26 (GWh)	54	52	76	67	127	26	84	230	717	1.255	48	13	43	82	94	1.985	15	1.111	4.646	5.363
Generación neta 2T25 (GWh)	46	59	91	65	144	42	71	180	699	812	48	11	213	34	40	2.180	7	662	4.006	4.704
Variación 2T26 vs. 2T25	-1%	-13%	-16%	+3%	-12%	-36%	+19%	+28%	+2%	+56%	-13%	+3%	-76%	+138%	+137%	-9%	+107%	+68%	+16%	+14%
Ventas 2T25 (GWh)	47	59	91	65	144	42	71	180	699	812	103	11	213	34	40	2.312	23	662	4.210	4.909
Precio prom. 2T26 (US\$/MWh)	81	63	63	82	63	68	39	13	47	67	na	110	na	115	99	94	69	100	92	86
Precio prom. 2T25 (US\$/MWh)	95	62	62	81	62	24	45	17	50	32	86	55	45	na	na	37	49	44	42	43
Margen bruto prom. 2T26 (US\$/MWh)	52	56	56	58	52	17	20	4	33	32	62	20	131	93	61	30	27	30	34	34
Margen bruto prom. 2T25 (US\$/MWh)	53	57	57	61	56	(4)	25	6	37	18	29	22	21	na	127	21	7	28	24	26

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** La concesión de HINISA venció el 31 de julio de 2026. La concesión de HIDISA venció el 30 de junio de 2026 y Pampa continuará operando la central por 90 días más. Para más información, ver la sección de [Hechos Relevantes](#). **2** Co-operada por Pampa (participación accionaria del 50%).

4.7 Producción de petróleo y gas, por bloque

En miles de boe diarios, a nuestra tenencia	Semestre			Segundo trimestre		
	2026	2025	Variación	2026	2025	Variación
Gas natural						
El Mangrullo	33,2	41,1	-19%	30,8	44,1	-30%
Sierra Chata	39,5	21,6	+83%	43,3	22,2	+95%
Río Neuquén	6,7	8,2	-17%	6,6	7,9	-17%
Rincón del Mangrullo ¹	0,8	1,0	-20%	0,8	1,0	-25%
Otros	2,3	1,0	+143%	2,6	0,9	+177%
Subtotal de gas natural	82,6	72,8	+13%	84,1	76,1	+10%
Petróleo						
Rincón de Aranda	20,2	3,1	na	22,2	5,3	na
El Tordillo ²	-	1,5	-100%	-	1,6	-100%
Petróleo asociado ³	1,2	1,0	+13%	1,1	1,1	+4%
Los Blancos	0,1	0,1	-27%	0,1	0,1	-18%
Subtotal de petróleo	21,5	5,6	+282%	23,4	8,0	+194%
Total	104,1	78,5	+33%	107,5	84,1	+28%

Nota: Producción en Argentina. **1** No incluye formación *shale*. **2** Pampa cedió a Crown Point Energía su participación del 35,67% en octubre de 2025, incluyendo La Tapera - Puesto Quiroga. **3** Proviene de bloques gasíferos.

4. Glosario

1T26: Primer trimestre de 2026

2T26/2T25: Segundo trimestre de 2026/Segundo trimestre de 2025

ADR/ADS: *American Depositary Receipt/Share*

AR\$: Pesos argentinos

B2B: *Business-to-business* o empresa a empresa

boe: Barriles de petróleo equivalente

MBTU: Millón de unidad térmica británica

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

CC: Ciclo combinado

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

CVP: Costo Variable de Producción

DNU: Decreto del Gobierno Nacional

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

ENREGE: Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad

Fértil Pampa: Fértil Pampa S.A.U.

FLNG: *Floating Liquefaction of Natural Gas* o licuefacción de gas natural flotante

GNL: Gas natural licuado

GPM: Gasoducto "Perito" Moreno

GSA: *Gas Sale Agreement* o contratos de venta de gas

GWh: Gigawatt-hora

HIDISA: Hidroeléctrica Diamante S.A.

HINISA: Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.

HPPL: Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú

kb/kboe: Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo

kbpd/kboepd: Miles de barriles por día/miles de barriles equivalentes de petróleo por día

kCal: Kilocaloría

kWh: Kilowatt-hora

m³: Metros cúbicos

MAT: Mercado a término

mcmpd: Millones de metros cúbicos por día

MECON: Ministerio de Economía de la Nación

MEGSA: Mercado Electrónico del Gas S.A.

MEM: Mercado eléctrico mayorista

MW/MWh: Megawatt/Megawatt-hora

n.a.: No aplica

NGL: *Natural gas liquids* o líquidos del gas natural

NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera

ON: Obligaciones Negociables

ON 2037: ON con vencimiento en 2037

Pampa/Compañía: Pampa Energía S.A.

PEA: Parque Eólico Arauco II, etapa 1 y 2

PEELP: Proyecto de Exportación Estratégica de Largo Plazo bajo RIGI

PEPE: Parque Eólico Pampa Energía

Plan Gas: Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (DNU N° 892/20, 730/22 y normas complementarias)

PPA: *Power Purchase Agreement* o contratos de abastecimiento mayorista de electricidad

RDA: Rincón de Aranda

REPIE: Régimen de Inversiones Estratégicas de la Provincia de Buenos Aires

Res.: Resolución/Resoluciones

RIGI: Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones

SE: Secretaría de Energía de la Nación

SESA: Southern Energy S.A.

TCN: Tipo de cambio nominal

TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.

Ton: Tonelada métrica

TPF: *Temporary Processing Facility* o Planta de procesamiento temporal

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.

US\$: Dólares estadounidenses

US\$-link: Instrumento cuyo rendimiento está 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