Informe de resultados 3T26

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

Información accionaria

Bolsas y Mercados Argentinos
Símbolo: PAMP

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

Capital accionario al 30 de octubre de 2026
1.343,6 millones acciones ordinarias/53,7 millones de ADSs

Capitalización bursátil
AR$6.453 mil millones/ US$3.905 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora
martes 3 de noviembre
10 a.m. de Nueva York
12 p.m. de Buenos Aires

Enlace de acceso
bit.ly/Pampa3Q2026VC

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

US Securities and Exchange Commission
sec.gov

Buenos Aires, 2 de noviembre de 2026

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 septiembre 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 trimestre[1]

Ventas por US$790 millones en el 3T26[2], un crecimiento interanual del 34%, impulsadas por la normalización del MEM sobre los precios de energía *spot* y las ventas en el MAT, así como por mayores ventas de gas a nuestros CCs y de crudo, y mejores precios en la Reforma. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores entregas de gas bajo Plan Gas y a industrias, y el impacto del *hedge* sobre los precios de crudo.

En el 3T26 se destacaron **los márgenes de la generación térmica**, favorecidos por su eficiencia e integración vertical con la producción de gas.

Principales indicadores operativos de Pampa		3T26	3T25	Variación
Hidrocarburos	Producción (kboepd)	99,7	99,5	**+0%**
	Producción de gas (kboepd)	*77,6*	*82,2*	**-6%**
	Producción de petróleo (kbpd)	*22,1*	*17,3*	**+28%**
	Precio promedio gas (US$/MBTU)	5,0	4,4	**+12%**
	Precio promedio crudo (US$/bbl)*	55,7	61,1	**-9%**
Electricidad	Generación (GWh)	5.315	5.421	**-2%**
	Margen bruto (US$/MWh)	35,0	26,5	**+32%**
Petroquímica	Volumen vendido (miles de ton)	115	122	**-6%**
	Precio promedio (US$/ton)	1.309	937	**+40%**

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

EBITDA ajustado[3] de US$398 millones, una suba interanual del 23%, explicado por la mejora de los márgenes *spot* y MAT térmicos, sumada la integración entre la producción de gas y la generación térmica, parcialmente compensados por el impacto de las coberturas de crudo.

La ganancia para los accionistas de la Compañía fue de US$129 millones, 6 veces 3T25, principalmente por un menor impuesto a las ganancias diferido y por la mejora de los márgenes operativos, parcialmente compensados por menor ganancia por diferencia de cambio.

La deuda neta fue de US$1.731 millones a septiembre de 2026 vs. US$1.319 millones a junio de 2026, debido a mayores inversiones principalmente en FEPASA, aportes de capital a afiliadas en desarrollo, prepagos por la expansión en GPM, e integración de garantías por cobertura de crudo, parcialmente compensados por el flujo operativo y cobro de dividendos de Transener.

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: aprobación de adhesión al RIGI

El 7 de septiembre de 2026, el MECON aprobó la adhesión del Proyecto Fertilizantes al RIGI bajo el régimen de PEELP (Res. N° 1468/26). El proyecto, anunciado el 17 de julio de 2026, contempla la construcción, operación y gerenciamiento de un complejo industrial con una capacidad de producción de 2,1 millones de toneladas anuales de urea granulada. La inversión total estimada asciende a aproximadamente US$2.700 millones, bajo el esquema de llave en mano, y se prevé que la planta entre en operación hacia fines de 2029.

Este hito marca el ingreso de Pampa al negocio de fertilizantes, un insumo esencial para la producción agrícola y la seguridad alimentaria global, y se enmarca en 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.

1.2 Adjudicación de capacidad de transporte de gas

El 26 de agosto de 2026 se adjudicó la capacidad remanente de la segunda etapa de la licitación para la ampliación del GPM y sus tramos finales. Pampa y sus subsidiarias obtuvieron 1,4 mcmpd en el tramo hacia Bahía Blanca y 0,7 mcmpd de capacidad de transporte hacia el Gran Buenos Aires, que se suman a los 3,2 mcmpd adjudicados en abril de 2026. Los cargadores adjudicados suscribieron contratos de transporte firme de hasta 35 años, con vigencia a partir de mayo de 2027.

Posteriormente, el 8 de octubre de 2026, ante el exceso de ofertas por la capacidad de transporte hacia Bahía Blanca, TGS solicitó a la SE autorización para ampliar el GPM en 4,5 mcmpd adicionales, dentro de los 6 mcmpd autorizados por ENARSA. Una vez aprobada, TGS adjudicará a Pampa 4,3 mcmpd adicionales de capacidad de transporte hacia Bahía Blanca.

Por otra parte, el 4 de septiembre de 2026, TGN realizó un concurso abierto para contratar la capacidad remanente de transporte firme de gas desde Gran Buenos Aires hacia el Litoral, Centro y Salta. Pampa y sus subsidiarias presentaron ofertas por 0,96 mcmpd para el tramo Gran Buenos Aires-Salta, por un plazo de 35 años. A la fecha, la adjudicación se encuentra pendiente.

A los 9,6 mcmpd de capacidad de transporte adjudicados en las ampliaciones del GPM se suman 2,5 mcmpd previamente contratados y 3,5 mcmpd de consumo de gas en boca de pozo en CTLL, alcanzando un total de 15,6 mcmpd. Esta capacidad es estratégica para profundizar la integración vertical entre nuestro negocio de E&P y la demanda de gas de nuestras unidades térmicas de generación eléctrica y la futura planta de urea. Asimismo, permitirá ampliar oportunidades de comercialización de gas a precios competitivos en el Gran Buenos Aires, exportar gas en condición firme hacia el norte de Chile y Brasil y potenciar los márgenes en el negocio de generación. En particular, de acuerdo con los lineamientos de la Res. SE N° 400/25, la electricidad producida con gas transportado a través de nueva infraestructura, o por unidades construidas a partir del 1 de enero de 2025, podrá capturar el margen pleno del despacho en el mercado *spot* (FRA=1).

1.3 Generación de energía

Modificaciones a los lineamientos del MEM - Res. SE N° 400/25

El 21 de octubre de 2026, la SE introdujo cambios a la Res. N° 400/25, principalmente relacionados con la declaración de CVP por parte de los generadores y las condiciones de comercialización de energía en el MATE, entre otros ajustes (Res. SE N° 293/26).

En cuanto a la declaración de CVP de los generadores con gestión propia del combustible, se dispusieron límites respecto del valor de referencia de CVP publicado por CAMMESA. Durante 2027, el rango del CVP a declarar se fijó entre el 50% y 117,5% del CVP de referencia, mientras que, a partir de 2028, el

rango será de entre el 25% y 110%. Para lo que resta de 2026, se mantienen los límites vigentes del 75% y 125%. En el caso de los generadores que utilicen combustible provisto por CAMMESA bajo la modalidad "Gas Acuerdo", el CVP declarado no podrá superar el 100% del valor de referencia.

Por otro lado, se flexibilizó el esquema de comercialización de energía en el MATE para las unidades térmicas anteriores a 2025. Los generadores podrán contratar con grandes usuarios del MEM y GUDIs por hasta el 20% de su generación real mensual hasta marzo de 2027, al 60% entre abril de 2027 y marzo de 2028, y al 80% entre abril y diciembre de 2028. A partir de enero de 2029, podrán comercializar energía sin restricciones de volumen ni de tipo de demanda, adelantando un año la liberalización plena respecto del cronograma originalmente previsto en la Res. SE N° 400/25.

Régimen de Demandas Extratendenciales (XDEM)

El 25 de septiembre de 2026, la SE reglamentó el régimen de Demandas Extratendenciales (XDEM) en el MEM, aplicable a nuevas o ampliaciones de demandas cuya potencia sea igual o superior al 0,5% de la demanda media del MEM de los últimos 12 meses móviles. El régimen distingue dos categorías: XDEM Producción, que comprende cualquier tipo de consumo, y XDEM Datos, para centros de datos e infraestructura de inteligencia artificial.

Para ingresar al MEM, las XDEM deberán presentar un plan de abastecimiento que detalle la demanda prevista, acreditar mecanismos de respaldo que garanticen una cobertura contractual de al menos el 80% de la energía efectivamente demandada, y un respaldo de potencia firme del 100% de su demanda máxima para las XDEM Producción y del 115% para las XDEM Datos. En este contexto, la participación de Pampa en la ampliación de la capacidad de transporte firme en el GPM podría permitir que CTGEBA, que opera con gas natural, califique como nueva oferta elegible para abastecer a las XDEM.

Finalización de la concesión de HINISA

El 31 de julio de 2026 se completó la reversión de los activos de HINISA a Hidroelectricidad Mendocina S.A., compañía del Estado provincial de Mendoza que operará los activos hasta la adjudicación de su paquete accionario o, como máximo, hasta el 31 de diciembre de 2026.

Previamente, el 28 de julio de 2026, el PEN, en conjunto con la Provincia de Mendoza, había convocado una licitación pública nacional e internacional para otorgar la concesión para la generación de energía eléctrica y vender el paquete accionario de Hidroelectricidad Mendocina S.A. (Decreto PEN N° 667/26).

Actualización del esquema de remuneración regulada

El 8 de octubre de 2026, la SE otorgó un aumento del 11% a la remuneración de la generación eléctrica no alcanzada por la Res. N° 400/25, que incluye, entre otros, a HIDISA y HPPL. Dicho aumento aplica desde octubre de 2026 (Res. SE N° 281/26).

1.4 Petróleo y gas

Concursos de compra de gas natural en el MEGSA

En octubre de 2026, Pampa realizó concursos para la compra de gas natural a través del MEGSA, en los que adjudicó 6 mcmpd de gas de la Cuenca Neuquina, provenientes de bloques productores de crudo. Los volúmenes adjudicados se distribuyen en tres contratos: **(i)** 1 mcmpd entre mayo de 2028 y abril de 2033, **(ii)** 3 mcmpd entre mayo de 2029 y abril de 2034, y **(iii)** 2 mcmpd entre mayo de 2030 y abril de 2035. El precio de compra adjudicado fue de US$2,25 por MBTU en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST).

Pampa estima que el crecimiento de la producción de petróleo no convencional (*shale oil*) incrementará la disponibilidad de gas asociado, que se beneficia por un costo de producción muy bajo. Sin

embargo, estos volúmenes de gas asociado no serían suficientes para cubrir la demanda local de gas natural, por lo que será necesario complementar la oferta con el desarrollo de recursos de *shale gas* seco.

En este contexto, Pampa busca capitalizar oportunidades de abastecimiento a precios inferiores a su costo marginal de desarrollo de gas no convencional seco. Esta estrategia apunta a optimizar el mix de abastecimiento y, al mismo tiempo, preservar el valor de la producción propia asegurando el atractivo económico en el desarrollo de los yacimientos más competitivos de Pampa.

Asignaciones de cupos de exportación de gas natural

La SE asignó a Pampa los siguientes cupos de exportación firme de gas para 2027-2028, diferenciados según la estacionalidad de la demanda:

Período, en mcmpd	2027	2028
Estival (ene-abr y oct-dic)	0,56	0,78
Invernal (may-sep)	0,49	0,57

1.5 Transener y TGS

Actualizaciones tarifarias

Aplicable desde:	Transener/Transba		TGS	
	Aumento	Resolución	Aumento	Resolución
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
Septiembre 2026	1,2%	ENREGE N° 507 y 509/26	1,7%	ENREGE N° 525/26
Octubre 2026	2,0%	ENREGE N° 691 y 695/26	2,3%	ENREGE N° 711/26
Noviembre 2026	2,7%	ENREGE N° 860 y 864/26	2,9%	ENREGE N° 842/26

Proyecto de NGLs de TGS: aprobación de adhesión al RIGI

El 19 de octubre de 2026 se anunció públicamente la aprobación de la adhesión del proyecto al RIGI, cuya solicitud había sido presentada en junio de 2026. A la fecha de emisión del presente Informe, se encuentra pendiente la publicación de la resolución correspondiente.

TGS también celebró acuerdos adicionales con productores de gas natural, lo que elevó la capacidad del proyecto contratada en firme al 96% de su capacidad total prevista.

El proyecto de NGLs, 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 una inversión total por aproximadamente US$3.000 millones, consolidando la infraestructura de *midstream* de Argentina y la capacidad para monetizar los NGL de Vaca Muerta.

Distribución de dividendo en Transener

El 27 de agosto de 2026, la Asamblea de Accionistas de Transener aprobó la distribución de un dividendo en efectivo por un total de AR$253 mil millones, equivalente a AR$570 por acción. El mismo fue abonado el 10 de septiembre de 2026.

2. Análisis de los resultados del 3T26

Resumen por segmento En US$ millones	3T26			3T25			*Variación*		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	*Ventas*	*EBITDA Ajustado*	*Resultado Neto*
Petróleo y Gas	342	170	24	308	171	(9)	*+11%*	*-1%*	*NA*
Generación de electricidad	378	160	90	205	120	6	*+84%*	*+33%*	*NA*
Petroquímica	151	9	(8)	115	(5)	(2)	*+31%*	*NA*	*+300%*
Holding, transporte y otros	6	59	23	6	36	28	-	*+63%*	*-18%*
Eliminaciones	(87)	-	-	(43)	-	-	*+102%*	*NA*	*NA*
Total	**790**	**398**	**129**	**591**	**322**	**23**	***+34%***	***+23%***	***NA***

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

Reconciliación del EBITDA ajustado, en US$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Resultado operativo consolidado	645	402	196	168
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	405	305	141	124
EBITDA contable	**1.050**	**707**	**337**	**292**
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(27)	(11)	(7)	(7)
Ajustes del segmento de generación	(25)	29	7	15
Ajustes del segmento de petroquímica	25	(17)	21	(0)
Ajustes del segmento de holding, transporte y otros	115	70	40	22
EBITDA ajustado consolidado	**1.137**	**778**	**398**	**322**
A nuestra tenencia	***1.133***	***777***	***397***	***322***

2.1 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2026	2025	Δ%	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	923	658	*+40%*	342	308	*+11%*
Ventas en el mercado local	*667*	*515*	*+30%*	*296*	*231*	*+28%*
Ventas en el mercado exterior	*256*	*143*	*+79%*	*46*	*77*	*-41%*
Costo de ventas	(628)	(461)	*+36%*	(232)	(191)	*+21%*
Resultado bruto	**295**	**197**	***+50%***	**110**	**117**	***-6%***
Gastos de comercialización	(75)	(56)	*+34%*	(27)	(22)	*+23%*
Gastos de administración	(65)	(60)	*+8%*	(23)	(20)	*+15%*
Otros ingresos operativos	31	41	*-24%*	16	25	*-36%*
Otros egresos operativos	(11)	(16)	*-31%*	(6)	(8)	*-25%*
Recupero de deterioro/(Deterioro) de activos financieros	3	(5)	*NA*	1	(3)	*NA*
Deterioro de PPE e inventarios	(1)	(8)	*-88%*	-	(7)	*-100%*
Rdo. por participaciones en asociadas	8	2	*+300%*	1	-	*NA*
Resultado operativo	**185**	**95**	***+95%***	**72**	**82**	***-12%***
Ingresos financieros	1	-	*NA*	1	-	*NA*
Gastos financieros	(96)	(77)	*+25%*	(39)	(22)	*+77%*
Otros resultados financieros	(23)	(25)	*-8%*	(11)	(25)	*-56%*
Resultados financieros, netos	***(118)***	***(102)***	***+16%***	***(49)***	***(47)***	***+4%***
Resultado antes de impuestos	**67**	**(7)**	***NA***	**23**	**35**	***-34%***
Impuesto a las ganancias	49	(31)	*NA*	1	(44)	*NA*
Resultado del período	**116**	**(38)**	***NA***	**24**	**(9)**	***NA***
EBITDA ajustado	**455**	**298**	***+53%***	**170**	**171**	***-1%***
Altas de PPE y derechos de uso	633	720	*-12%*	209	267	*-22%*
Depreciaciones y amortizaciones	297	214	*+39%*	105	96	*+9%*
Costo de extracción	207	162	*+28%*	77	59	*+31%*
Costo de extracción por boe	7,4	6,9	*+7%*	8,3	6,4	*+30%*

Las **ventas** del segmento de petróleo y gas crecieron un 11% interanual en el 3T26, impulsadas principalmente por mayores ventas de gas a nuestras centrales térmicas, los incrementos tarifarios al segmento minorista y el aumento de la producción de *shale oil* en Rincón de Aranda. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores precios realizados de petróleo debido a las coberturas, sumado a menores volúmenes vendidos bajo Plan Gas luego de la cesión de contratos, y menores entregas de gas a industrias y Chile. El leve incremento de 2% en las ventas vs. 2T26 responde al precio estacional del gas y a mayores volúmenes vendidos de crudo, parcialmente compensados por menores entregas de gas a industrias y exportaciones, en favor del abastecimiento de la demanda interna para generación eléctrica.

En cuanto al **desempeño operativo**, la producción total fue de 99,7 kboepd en el 3T26, similar al 3T25. El aumento de la demanda de gas para generación eléctrica en nuestras unidades térmicas y el crecimiento de la producción de crudo en RDA compensaron las menores entregas al segmento industrial y al mercado de exportación. En comparación con el 2T26, la producción disminuyó un 7%, explicado por la merma en el despacho térmico producto de un invierno más lluvioso por el efecto de "El Niño". Asimismo, RDA registró una menor producción en julio y agosto debido al cierre preventivo de algunos pozos productivos durante las tareas de perforación y completación de pads cercanos. Tras la reapertura de dichos pozos y la conexión de nuevos pozos, RDA superó los 26 kbpd de producción mensual. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor demanda estacional de gas del segmento minorista.

La **producción de gas** promedió 13,2 mcmpd (-6% vs. 3T25, -8% vs. 2T26). Entre las áreas operadas, Sierra Chata lideró la producción con 6,8 mcmpd en el 3T26 (+29% vs. 3T25, -6% vs. 2T26), sin nuevos pozos conectados desde mayo de 2026, pero habiendo perforado 4 pozos en el 3T26. El Mangrullo aportó 4,5 mcmpd (-35% vs. 3T25, -13% vs. 2T26), sin nuevas conexiones de pozos desde julio de 2024.

En conjunto, Sierra Chata y El Mangrullo concentraron el 86% de la producción total de gas. Por su parte, el gas asociado de RDA y el pozo exploratorio de Parva Negra Este aportaron 0,2 mcmpd (-47% vs. 2T26).

En las áreas no operadas, Río Neuquén produjo 1,3 mcmpd (similar vs. 3T25, +22% vs. 2T26), impulsado por la conexión de 3 nuevos pozos *tight*. Rincón del Mangrullo y Aguaragüe continuaron reduciendo su aporte hasta alcanzar conjuntamente 0,2 mcmpd, debido al declino natural y a 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***
Nueve meses									
Volumen									
Producción									
En miles de m^3/día	3,4	13.750		1,5	12.911				
En millones de pies cúbicos/día		486			456		*+127%*	*+6%*	***+20%***
En miles de boe/día	21,7	80,9	**102,6**	9,6	76,0	**85,5**			
Ventas									
En miles de m^3/día	3,4	13.906		1,6	12.932				
En millones de pies cúbicos/día		491			457		*+112%*	*+8%*	***+20%***
En miles de boe/día	21,6	81,8	**103,4**	10,1	76,1	**86,3**			
Precio Promedio									
En US$/bbl	57,5			61,9			*-7%*	*+8%*	
En US$/MBTU		4,2			3,9				
Tercer trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m^3/día	3,5	13.184		2,7	13.967				
En millones de pies cúbicos/día		466			493		*+28%*	*-6%*	***+0%***
En miles de boe/día	22,1	77,6	**99,7**	17,3	82,2	**99,5**			
Ventas									
En miles de m^3/día	3,7	13.556		3,2	13.913				
En millones de pies cúbicos/día		479			491		*+15%*	*-3%*	***+1%***
En miles de boe/día	23,0	79,8	**102,8**	20,1	81,9	**102,0**			
Precio Promedio									
En US$/bbl	55,7			61,1			*-9%*	*+12%*	
En US$/MBTU		5,0			4,4				

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. Los nueve meses de 2025 incluyen 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 9M25, y 1,6 kbpd en el 3T25).

El **precio del gas** promedio aumentó un 12% vs. 3T25 a US$5,0 por MBTU, explicado por el mayor reconocimiento del costo del gas propio destinado a generación eléctrica, dado que durante el invierno CAMMESA permitió su correlación con los precios de GNL y, en menor medida, por los incrementos tarifarios para el segmento minorista, los cuales superaron la devaluación del AR$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores precios de exportación y para grandes usuarios. En comparación con el 2T26, el precio realizado aumentó un 8%, principalmente por el mayor reconocimiento del precio del gas suministrado a nuestras centrales térmicas.

En cuanto al **destino de las ventas de gas**, en el 3T26 el 17% se entregó a CAMMESA para despacho térmico (34% en 3T25) y el 44% a distribuidoras minoristas (37% en 3T25). En conjunto, ambos segmentos representaron el 61% de las ventas bajo Plan Gas, frente al 71% en 3T25, debido a la cesión de GSAs al negocio de generación. Como resultado, el consumo intersegmento aumentó al 30% de las ventas (9% en 3T25), principalmente traccionado por la gestión propia del combustible en CTGEBA y CTLL y, en menor medida, en CTIW, bajo los nuevos lineamientos del MEM y con mayores precios de reconocimiento del combustible por parte de CAMMESA. El consumo intersegmento también incluye el abastecimiento recurrente, aunque marginal, a nuestras plantas petroquímicas. El 9% restante de las ventas se distribuyó entre el mercado industrial/*spot* (3% vs. 12% en 3T25), y las exportaciones a Chile (6% vs. 8% en 3T25).

La **producción de petróleo** alcanzó 22,1 kbpd en 3T26, +28% vs. 3T25, impulsada por la aceleración del desarrollo de RDA, que promedió 20,9 kbpd (+6,4 kbpd vs. 3T25, -6% vs. 2T26). La caída secuencial del 5% en la producción total del crudo se debió al cierre preventivo de ciertos pozos durante las tareas de perforación y completación de pads cercanos. En agosto se conectaron 10 pozos, elevando los pozos productivos en RDA a 53 (vs. 20 en 3T25, 43 en 2T26). Asimismo, se rehabilitaron los pozos que estaban cerrados preventivamente, alcanzando un récord mensual de más de 26 kbpd de producción de crudo en RDA en septiembre. Al cierre del trimestre, quedaban 13 pozos perforados en RDA pendientes de completación, de los cuales 3 fueron perforados durante el 3T26. La desinversión de El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga en octubre de 2025 compensó parcialmente el crecimiento interanual de la producción (-1,6 kbpd vs. 3T25).

El **precio del petróleo**, neto de coberturas, derechos de exportación y descuentos comerciales, promedió US$55,7 por barril (-9% vs. 3T25, -5% vs. 2T26), impactado por las coberturas sobre el precio del Brent correspondientes a la producción de RDA, mientras que la leve caída secuencial se debió a mayores descuentos en las ventas al mercado local. Sin el efecto de las coberturas, el precio realizado hubiera sido de US$84,0 por barril, equivalente a aproximadamente US$60 millones adicionales de ventas. Las exportaciones representaron el 52% del volumen vendido en el 3T26 (47% en 3T25 y 57% en el 2T26).

El **costo de extracción**[4] totalizó US$77 millones en 3T26, +31% vs. 3T25, 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 mantenimientos programados y mayor actividad en Sierra Chata. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos de personal tras la desinversión de El Tordillo, y de tratamiento de gas en El Mangrullo asociados a la reducción de la producción. Secuencialmente, el costo de extracción se mantuvo estable (US$75 millones en 2T26).

El **costo de extracción por boe** fue de US$8,3/boe producido, +30% vs. 3T25, explicado por un incremento de los costos más rápido que el crecimiento de la producción. En comparación con el 2T26, el costo por boe aumentó un 9%, principalmente por la caída secuencial del 7% en la producción.

Excluyendo depreciaciones y amortizaciones y costos de extracción, los **otros costos operativos** ascendieron a US$106 millones (+20% vs. 3T25, +17% vs. 2T26), principalmente por mayores regalías asociadas al crecimiento de la producción de crudo y al aumento del precio de venta del gas, así como por mayores costos de transporte y personal, parcialmente compensados por una reducción en los inventarios de crudo.

Los **otros ingresos operativos, netos de egresos** disminuyeron US$7 millones vs. 3T25 a US$10 millones, debido a menores ingresos por la compensación del Plan Gas, neto de regalías, producto de los mayores precios realizados en US$ en el segmento minorista, y a menores intereses comerciales por la mejora en la cobranza. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores provisiones por remediación ambiental e incobrabilidad. Secuencialmente, el rubro se mantuvo estable, dado que los mayores ingresos por la compensación invernal del Plan Gas fueron compensados por menores recuperos de provisiones.

Los **resultados financieros** registraron una pérdida neta de US$49 millones (+4% vs. 3T25, -9% vs. 2T26), principalmente por mayores intereses de deuda, debido al mayor stock de deuda y por pérdidas en derivados correspondientes a posiciones de crudo no cubiertas por la producción, parcialmente compensados por menores pérdidas por diferencia de cambio, producto de una menor devaluación del AR$ sobre la posición neta activa en esa moneda.

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.

Reconciliación del EBITDA ajustado de E&P, en US$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Resultado operativo	185	95	72	82
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	297	214	105	96
EBITDA contable	**482**	**309**	**177**	**178**
Eliminación de deterioro de PPE e inventarios	1	8	-	7
Eliminación de intereses comerciales ganados	(5)	(7)	(1)	(5)
Eliminación de resultado por VPP de SESA	(8)	(2)	(1)	-
Reclasificación como costo de extracción el alquiler de la TPF	(15)	(10)	(5)	(10)
EBITDA ajustado de E&P	**455**	**298**	**170**	**171**

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas alcanzó US$170 millones en 3T26, similar al 3T25, principalmente por las ventas de gas a nuestras centrales térmicas, favorecidas por la integración vertical tras los lineamientos de normalización del MEM, y por los mayores precios del gas en el segmento minorista. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el impacto de la cobertura sobre el precio del crudo, mayores costos de tratamiento en RDA y regalías. Frente al 2T26, el EBITDA ajustado disminuyó un 7%, principalmente por menor stock en el inventario de crudo y, en menor medida, mayores costos de transporte, personal y de extracción, parcialmente compensados por la estacionalidad de la compensación del Plan Gas y mayores precios del gas suministrado a nuestras centrales térmicas. 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 correspondiente al arrendamiento de TPF en RDA, que bajo NIIF se registra como arrendamiento.

Las **inversiones de capital** totalizaron US$209 millones (-22% vs. 3T25, -8% vs. 2T26), explicado por el devengamiento en el 3T25 de los derechos de uso de la TPF 1 en RDA. Frente al 2T26, la reducción se explica por una menor actividad en Sierra Chata y Río Neuquén. De los US$209 millones registrados en el 3T26, el 76% se destinó al desarrollo de RDA (-27% vs. 3T25, -4% vs. 2T26).

2.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2026	2025	Δ%	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	1.008	585	*+72%*	378	205	*+84%*
Costo de ventas	(661)	(319)	*+107%*	(253)	(114)	*+122%*
Resultado bruto	**347**	**266**	***+30%***	**125**	**91**	***+37%***
Gastos de comercialización	(4)	(3)	*+33%*	(2)	(1)	*+100%*
Gastos de administración	(34)	(31)	*+10%*	(12)	(10)	*+20%*
Otros ingresos operativos	10	17	*-41%*	2	4	*-50%*
Otros egresos operativos	(11)	(9)	*+22%*	(4)	(4)	-
Resultado por part. en negocios conjuntos	68	5	*NA*	8	(2)	*NA*
Resultado operativo	**376**	**245**	***+53%***	**117**	**78**	***+50%***
Ingresos financieros	13	15	*-13%*	5	7	*-29%*
Gastos financieros	(25)	(36)	*-31%*	(7)	(11)	*-36%*
Otros resultados financieros	36	81	*-56%*	7	1	*NA*
Resultados financieros, netos	***24***	***60***	***-60%***	***5***	***(3)***	***NA***
Resultado antes de impuestos	**400**	**305**	***+31%***	**122**	**75**	***+63%***
Impuesto a las ganancias	(88)	(180)	*-51%*	(32)	(69)	*-54%*
Resultado del período	**312**	**125**	***+150%***	**90**	**6**	***NA***
Atribuíble a los propietarios de la Sociedad	*308*	*125*	*+146%*	*90*	*6*	*NA*
Atribuíble a la participación no controladora	*4*	-	*NA*	-	-	*NA*
EBITDA ajustado	**459**	**361**	***+27%***	**160**	**120**	***+33%***
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	***455***	***360***	***+26%***	**160**	**120**	***+33%***
Altas de PPE y derechos de uso	15	46	*-67%*	11	18	*-37%*
Depreciaciones y amortizaciones	108	87	*+24%*	36	27	*+33%*

Las **ventas** del segmento de generación de energía crecieron 84% interanual en el 3T26, impulsadas principalmente por los ingresos provenientes de la gestión propia del combustible destinado a la generación térmica en el mercado *spot*, incluido el GNL consumido en julio y agosto en CTGEBA y CTEB. Dichos ingresos por reconocimiento de combustible se compensan con los costos de adquisición del gas de nuestro segmento de petróleo y gas y del GNL adquirido a través de las subastas de ENARSA, registrados en el costo por ventas. Adicionalmente, la gestión del combustible genera un margen del 25% sobre el CVP de referencia. El crecimiento de las ventas también reflejó mayores márgenes por el despacho de generación térmica en el mercado *spot*, impulsados por el aumento de los precios marginales en el sistema, sumado el incremento de ventas de energía bajo PPAs a grandes usuarios en el MAT por parte de CTLL y CTGEBA, y la rehabilitación de la TG04 de CTLL, que había estado indisponible durante el 3T25. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la finalización de los contratos de Energía Plus y el menor despacho de los PEPEs, cuya energía se comercializa en el MATER.

Frente al 2T26, las ventas crecieron 8%, explicado por el aumento en la disponibilidad y el despacho de las unidades térmicas en el mercado *spot*, mayores ingresos por reconocimiento del combustible, incremento de volúmenes comercializados bajo PPAs B2B en el MAT, y la reincorporación de la TG04 de CTLL, que estuvo indisponible hasta mayo de 2026. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la finalización de la concesión de HINISA en julio de 2026.

En cuanto a la remuneración por potencia en el mercado *spot*, los CC promediaron US$5,8 mil por MW-mes (+9% vs. 3T25, +28% vs. 2T26). Asimismo, las unidades de ciclo abierto promediaron US$7,5 mil por MW-mes (+28% vs. 3T25, +21% vs. 2T26), traccionadas por la operación con combustible alternativo en CTGEBA. Las hidros promediaron US$2,5 mil por MW-mes (+22% vs. 3T25, +9% vs. 2T26).

Sobre el **desempeño operativo**, la generación de energía de nuestras centrales operadas disminuyó 2% interanual, mientras que la generación del sistema nacional creció un 4%. La merma en la generación operada respondió al fenómeno de "El Niño", que provocó mayores precipitaciones y, por ende,

un aumento en la hidraulicidad y temperaturas más templadas que impactaron en el despacho térmico de CTEB (-315 GWh), el ciclo viejo de Genelba (-91 GWh) y CPB (-41 GWh), así como menor recurso eólico con afectación en los PEPEs. También CTEB estuvo fuera de servicio 4 días durante agosto, explicado por una falla en los quemadores de gasoil de la TG02. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación hidroeléctrica en HPPL e HIDISA (+146 GWh), y el mayor despacho en CTIW (+64 GWh), CTLL (+50 GWh) y CTPP (+41 GWh), favorecidos por mayor disponibilidad de gas.

La **disponibilidad** de nuestras unidades operadas fue de 94,3% en el 3T26 vs. 94,0% en el 3T25 (+30 puntos básicos), principalmente por mantenimientos programados de la TG04 de CTGEBA durante el 3T25, parcialmente compensado por indisponibilidades en CTEB durante agosto. Sin embargo, la disponibilidad térmica se redujo 169 puntos básicos, a 95,4% en el 3T26. En el 2T26, la disponibilidad total y térmica habían sido de 88,4% y 91,2%, 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	673	4.107	**5.207**	427	938	4.107	**5.472**	-	*-28%*	-	***-5%***
Capacidad contratada (MW)	427	-	1.494	**1.921**	427	-	1.344	**1.771**	-	*na*	*+11%*	***+8%***
Participación de mercado (%)	1,0%	1,5%	9,2%	**11,7%**	1,0%	2,1%	9,4%	**12,5%**	*-0%*	*-1%*	*-0%*	***-1%***
Nueve meses												
Generación neta (GWh)	1.196	1.035	14.185	**16.416**	1.244	1.027	13.806	**16.077**	*-4%*	*+1%*	*+3%*	***+2%***
Volumen vendido (GWh)	1.201	1.034	14.283	**16.519**	1.254	1.027	14.376	**16.657**	*-4%*	*+1%*	*-1%*	***-1%***
Precio promedio (US$/MWh)	68	26	84	**79**	70	22	40	**41**	*-2%*	*+15%*	*+111%*	***+94%***
Margen bruto promedio (US$/MWh)	54	13	32	**33**	54	10	24	**26**	*+0%*	*+33%*	*+33%*	***+27%***
Tercer trimestre												
Generación neta (GWh)	390	377	4.548	**5.315**	420	249	4.752	**5.421**	*-7%*	*+51%*	*-4%*	***-2%***
Volumen vendido (GWh)	390	377	4.549	**5.316**	428	249	4.908	**5.585**	*-9%*	*+51%*	*-7%*	***-5%***
Precio promedio (US$/MWh)	68	21	105	**96**	70	27	42	**43**	*-2%*	*-23%*	*+152%*	***+124%***
Margen bruto promedio (US$/MWh)	52	9	36	**35**	54	9	25	**27**	*-4%*	*-5%*	*+43%*	***+32%***

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Generación térmica incluye CTEB (co-operado por Pampa, con participación accionaria del 50%). En generación hidroeléctrica, la concesión de HINISA venció el 31 de julio de 2026.

Los **costos operativos**, excluyendo depreciaciones y amortizaciones, aumentaron a US$231 millones en el 3T26 (+136% interanual, +8% vs. 2T26), principalmente por mayores compras de gas a nuestro segmento de E&P y de GNL para abastecer nuestras centrales térmicas. En comparación con el 2T26, el costo de adquisición de combustible aumentó por factores estacionales y por el impacto del costo del GNL. Los gastos operativos, excluyendo el combustible, aumentaron a US$48 millones (+23% vs. 3T25, +16% vs. 2T26), explicado por la penalidad asociada a la devolución de GNL no utilizado en CTGEBA, debido a un menor requerimiento de generación térmica, y a mayores costos de mantenimiento.

Los **otros ingresos operativos, netos de egresos** arrojaron una pérdida de US$2 millones vs. resultado neutro en el 3T25, explicado por menores recuperos de seguros y un mayor devengamiento del impuesto sobre los créditos y débitos.

Los **resultados financieros** del 3T26 reflejaron una ganancia de US$5 millones, frente a una pérdida de US$3 millones en 3T25, debido a menores pérdidas por diferencia de cambio, producto de una menor devaluación del AR$ sobre la posición neta activa en esa moneda, y a menores intereses de financiación por menor stock de deuda. Secuencialmente, la ganancia del rubro aumentó 25%, debido al efecto de la menor depreciación del peso.

Reconciliación del EBITDA ajustado de generación, en US$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Resultado operativo	376	245	117	78
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	108	87	36	27
EBITDA contable	**484**	**332**	**153**	**105**
Eliminación de resultado por VPP de CTEB	(68)	(5)	(8)	2
Eliminación de intereses comerciales ganados	(5)	(4)	(2)	(2)
EBITDA de CTEB, a nuestra tenencia del 50%	48	38	17	15
EBITDA ajustado de generación	**459**	**361**	**160**	**120**

El **EBITDA ajustado** del segmento de generación alcanzó US$160 millones, +33% vs. 3T25, debido al mayor margen de nuestras unidades térmicas en el mercado *spot* bajo el nuevo esquema regulatorio, en particular de las unidades más competitivas CTGEBA y CTLL, 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, mayores costos de mantenimiento y el menor desempeño de los PEPEs. En comparación con el 2T26, el EBITDA ajustado aumentó 3%, principalmente por la mejora de los márgenes *spot* asociada al aumento en los costos marginales del sistema y a la gestión propia del combustible, mayores ventas de CTGEBA en el MAT y la reincorporación de la TG04 de CTLL, que volvió a estar disponible desde fines de mayo, y que desde mediados de julio se comercializa bajo el mercado *spot.* Los mayores costos de mantenimiento parcialmente compensaron dichos efectos. 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 3T26 (+10% vs. 3T25, similar al 2T26).

Las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB, fueron de US$11 millones en 3T26 vs. US$18 millones del 3T25, destinadas principalmente a tareas de mantenimiento.

2.3 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2026	2025	Δ%	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	377	329	*+15%*	151	115	*+31%*
Ventas en el mercado local	*205*	*190*	*+8%*	*82*	*59*	*+39%*
Ventas en el mercado exterior	*172*	*139*	*+24%*	*69*	*56*	*+23%*
Costo de ventas	(324)	(319)	*+2%*	(132)	(113)	*+17%*
Resultado bruto	**53**	**10**	***NA***	**19**	**2**	***NA***
Gastos de comercialización	(9)	(9)	-	(3)	(3)	-
Gastos de administración	(4)	(5)	*-20%*	(1)	(2)	*-50%*
Otros ingresos operativos	1	19	*-95%*	-	-	*NA*
Otros egresos operativos	(37)	(8)	*NA*	(27)	(3)	*NA*
Resultado operativo	**4**	**7**	***-43%***	**(12)**	**(6)**	***+100%***
Ingresos financieros	-	27	*-100%*	-	-	*NA*
Otros resultados financieros	(8)	4	*NA*	(1)	1	*NA*
Resultados financieros, netos	***(8)***	***31***	***NA***	***(1)***	***1***	***NA***
Resultado antes de impuestos	**(4)**	**38**	***NA***	**(13)**	**(5)**	***+160%***
Impuesto a las ganancias	2	(11)	*NA*	5	3	*+67%*
Resultado del período	**(2)**	**27**	***NA***	**(8)**	**(2)**	***+300%***
EBITDA ajustado	**29**	**(6)**	***NA***	**9**	**(5)**	***NA***
Altas de PPE	-	14	*-100%*	-	8	*-100%*
Depreciaciones y amortizaciones	-	4	*-100%*	-	1	*-100%*

Reconciliación del EBITDA ajustado de petroquímica, en US$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Resultado operativo	4	7	(12)	(6)
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	-	4	-	1
EBITDA contable	**4**	**11**	**(12)**	**(5)**
Eliminación de gastos de proyectos	4	-	-	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(0)	(0)	(0)
Eliminación de ajuste por contingencias	-	(17)	-	-
Eliminación de costos por restructuración	21	-	21	-
EBITDA ajustado de petroquímica	**29**	**(6)**	**9**	**(5)**

El **EBITDA ajustado** de petroquímica alcanzó los US$9 millones en el 3T26, frente a una pérdida de US$5 millones registrada en el 3T25, explicado por el aumento de los precios internacionales, que impulsó principalmente los márgenes de la Reforma y, en menor medida, de los productos estirénicos. El EBITDA ajustado excluye US$21 millones en costos asociados a la restructuración del negocio. En comparación con el 2T26, el EBITDA ajustado disminuyó un 57%, debido a la baja de los precios internacionales, parcialmente compensada por mayores exportaciones de productos de la Reforma.

El **volumen** total comercializado fue de 115 mil ton vs. 122 mil ton en 3T25, -6% interanual, explicado por el cierre de la planta de caucho. Sin embargo, el aumento secuencial del 22% se debe principalmente a mayores exportaciones de bases octánicas y nafta, productos elaborados en la Reforma.

Los **resultados financieros** arrojaron una pérdida de US$1 millón, vs. una ganancia de US$1 millón en 3T25, debido a menores ganancias por diferencia de cambio, producto de una menor devaluación del AR$ sobre la posición neta pasiva en esa moneda.

Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno[1]	Caucho sintético	Reforma y otros	
Nueve meses				
Volumen vendido 2026 (miles de ton)	**60**	**29**	**205**	**294**
Volumen vendido 2025 (miles de toneladas)	62	31	238	331
Variación 2026 vs. 2025	*-2%*	*-6%*	*-14%*	*-11%*
Precio promedio 2026 (US$/ton)	**1.796**	**1.786**	**1.064**	**1.285**
Precio promedio 2025 (US$/ton)	1.514	1.679	770	993
Variación 2026 vs. 2025	*+19%*	*+6%*	*+38%*	*+29%*
Tercer trimestre				
Volumen vendido 3T26 (miles de ton)	**20**	**5**	**90**	**115**
Volumen vendido 3T25 (miles de toneladas)	20	11	91	122
Variación 3T26 vs. 3T25	*-2%*	*-50%*	*-1%*	*-6%*
Precio promedio 3T26 (US$/ton)	**1.957**	**1.950**	**1.130**	**1.309**
Precio promedio 3T25 (US$/ton)	1.496	1.561	741	937
Variación 3T26 vs. 3T25	*+31%*	*+25%*	*+52%*	*+40%*

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	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2026	2025	Δ%	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	23	18	*+28%*	6	6	-
Resultado bruto	**23**	**18**	***+28%***	**6**	**6**	**-**
Gastos de comercialización	-	(1)	*-100%*	-	-	*NA*
Gastos de administración	(40)	(35)	*+14%*	(15)	(15)	-
Otros ingresos operativos	5	8	*-38%*	1	3	*-67%*
Otros egresos operativos	(24)	(29)	*-17%*	(9)	(7)	*+29%*
Recupero de deterioro de intangibles	-	-	*NA*	1	-	*NA*
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	116	94	*+23%*	35	27	*+30%*
Resultado operativo	**80**	**55**	***+45%***	**19**	**14**	***+36%***
Gastos financieros	(20)	(38)	*-47%*	(7)	(19)	*-63%*
Otros resultados financieros	17	77	*-78%*	5	38	*-87%*
Resultados financieros, netos	***(3)***	***39***	***NA***	***(2)***	***19***	***NA***
Resultado antes de impuestos	**77**	**94**	***-18%***	**17**	**33**	***-48%***
Impuesto a las ganancias	16	8	*+100%*	6	(5)	*NA*
Resultado del período	**93**	**102**	***-9%***	**23**	**28**	***-18%***
EBITDA ajustado	**195**	**125**	***+56%***	**59**	**36**	***+63%***
Altas de PPE	299	7	*NA*	297	3	*NA*
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	*NA*	-	-	*NA*

En holding, transporte y otros, excluyendo los VPPs de nuestras afiliadas, el **margen operativo** registró una pérdida de US$16 millones en el 3T26, +23% vs. 3T25, principalmente por mayor devengamiento de la compensación ejecutiva y del impuesto a los bienes personales. En comparación con el 2T26, la pérdida operativa se mantuvo estable.

Los **resultados financieros** del 3T26 mostraron una pérdida neta de US$2 millones vs. ganancias de US$19 millones en 3T25 y US$18 millones en 2T26, explicado por menores ganancias por diferencia de cambio, debido a una menor devaluación del AR$ sobre la posición neta pasiva en esa moneda, parcialmente compensadas por menores intereses fiscales.

Reconciliación del EBITDA ajustado de holding, transporte y otros, en US$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Resultado operativo	80	55	19	14
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	-	-	-	-
EBITDA contable	**80**	**55**	**19**	**14**
Eliminación de resultados por VPP	(116)	(94)	(35)	(27)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	-	-	-
Eliminación de recupero de deterioro de act. intang.	-	-	(1)	-
Eliminación costos de arbitraje en OCP Ecuador S.A.	-	8	-	-
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	161	115	51	36
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	69	41	25	14
EBITDA ajustado de holding y otros	**195**	**125**	**59**	**36**

El **EBITDA ajustado** del segmento alcanzó una ganancia de US$59 millones en el 3T26 (+63% vs. 3T25, +2% vs. 2T26), indicador que excluye ítems no operativos, extraordinarios y no monetarios, e incluye la participación proporcional en TGS y Transener.

Las **inversiones de capital** ascendieron a US$297 millones en 3T26 vs. US$3 millones en el 3T25, explicado principalmente por el inicio de la construcción de la planta de urea, cuya decisión final de inversión fue tomada en julio de 2026.

En **TGS**, el EBITDA ajustado atribuible a nuestra tenencia fue de US$51 millones en el 3T26, +44% vs. 3T25, principalmente por mejores precios internacionales de referencia en el segmento de líquidos del gas natural, el incremento de los volúmenes de etano producidos, y una disminución en el costo del gas natural. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores volúmenes comercializados de GLP y gasolina natural, y un menor precio del etano. El segmento regulado también registró un aumento del EBITDA medido en US$, impulsado por un aumento tarifario del 6% durante el 3T26 (vs. 5% en el 3T25), acorde a la evolución de la inflación (6% en el 3T26 y 3T25) y superior a la devaluación del AR$ (2% en el 3T26 vs. 15% en el 3T25). Con respecto al 2T26, el EBITDA ajustado se mantuvo estable.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia alcanzó los US$25 millones (+83% vs. 3T25, +14% vs. 2T26), explicado por los incrementos tarifarios del 5%, en línea con la inflación (6%) y superior a la devaluación cambiaria (2%).

3. Estado de caja y deuda financiera

Al 30 de septiembre 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	849	837	451	451	**(398)**	**(386)**
Petroquímica	-	-	-	-	**-**	**-**
Holding y otros	-	-	-	-	**-**	**-**
Petróleo y gas	186	186	2.315	2.315	**2.129**	**2.129**
Total bajo NIIF/Grupo Restringido	**1.035**	**1.023**	**2.766**	**2.766**	**1.731**	**1.743**
Afiliadas a nuestra participación[2]	454	454	449	449	**(5)**	**(5)**
Total con afiliadas	**1.489**	**1.477**	**3.215**	**3.215**	**1.726**	**1.738**

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 septiembre de 2026, la deuda financiera de Pampa bajo NIIF alcanzó los US$2.766 millones, un incremento del 46% con respecto al cierre de 2025. La deuda neta aumentó de US$801 millones en diciembre 2025 a US$1.731 millones, explicado por mayores inversiones de capital en el desarrollo de RDA y FEPASA, requerimientos de garantías asociados a la cobertura del precio del crudo, prepagos por la expansión del GPM y contribuciones a afiliadas como VMOS, SESA y SMP, parcialmente compensados por el flujo operativo y cobro de dividendos de Transener por US$44 millones. En comparación con el cierre de junio de 2026, la deuda neta aumentó un 31%.

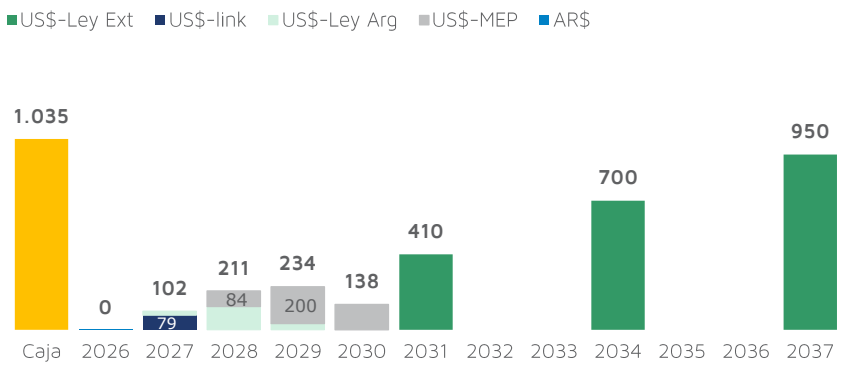
El 21 de agosto de 2026, Pampa emitió la ON Clase 28 US$-MEP por US$138 millones, con vencimiento en una única cuota en agosto de 2030 y una tasa de interés fija anual del 5,50%, pagadera semestralmente.

Al 30 de septiembre 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 7,2%. 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%	1,7
ON	US$ MEP	Argentina	422	15%	5,5%	2,9
	US$	Argentina	105	4%	7,3%	1,9
	US$-link	Argentina	79	3%	-	1,2
	US$	Extranjera	2.060	75%	7,8%	8,9
Total			**2.745**	**100%**	**7,2%**	**7,3**

Nota: Las cifras en US$ corresponden al capital de la deuda, sin incluir intereses devengados. La tabla no incluye adelantos por US$0,1 millones, que ya fueron cancelados con posterioridad al cierre del trimestre.

La vida promedio de la deuda fue de 7,3 años. A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras al cierre del 3T26, en US$ millones:



Nota: Solo considera Pampa consolidada bajo NIIF, no incluye afiliadas TGS, Transener y CTBSA. La caja incluye efectivo y equivalentes de efectivo y activos financieros a valor razonable.

Con posteridad al cierre de trimestre, FEPASA celebró un contrato de préstamo con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, por hasta US$300 millones, destinado a financiar el desarrollo y la construcción de la planta de urea. Dicho préstamo tiene un plazo de 4 años, con amortización de capital al vencimiento, y devenga intereses trimestrales a una tasa variable equivalente a Term SOFR más un margen. El 5 de octubre de 2026 se efectuó el primer desembolso por US$20 millones.

Asimismo, Pampa emitió la ON Clase 29 US$-MEP por US$220 millones, con vencimiento en noviembre de 2030 y una tasa de interés fija anual del 6,5%, pagadera semestralmente, y tomó préstamos bancarios por US$28 millones.

Respecto a las afiliadas, durante el 3T26, CTEB emitió la ON Clase 10 US$-MEP por US$42 millones, con vencimiento en enero de 2028 y una tasa de interés fija anual del 4,90%, cuya primera cuota de interés está prevista a los cuatro meses de la emisión y, posteriormente, los pagos serán trimestrales. Asimismo, CTEB canceló préstamos bancarios netos por US$28 millones, precanceló parcialmente US$16 millones de un préstamo bancario, y acordó la extensión de los vencimientos de otros dos préstamos bancarios.

TGS obtuvo financiamiento bancario por US$178 millones y prorrogó un préstamo bancario de US$44 millones, a una tasa de interés anual del 4,75%.

En agosto de 2026, el consorcio SMP, integrado por PAE (30%), YPF (25%), Pampa (20%), Harbour Energy (15%) y Golar LNG (10%), obtuvo un préstamo sindicado por US$900 millones bajo la modalidad de *Project Finance*. Los fondos estarán destinados a financiar la construcción del gasoducto San Matías, que conectará Tratayén con el Golfo San Matías, tendrá una extensión de 472 km y 27 mcmpd de capacidad de transporte, y abastecerá exclusivamente a los dos buques de licuefacción de SESA. Asimismo, el proyecto fue aprobado bajo el RIGI y su construcción comenzó en agosto de 2026. La inversión total estimada es de US$1.300 millones.

Finalmente, el 22 de septiembre de 2026, el consorcio VMOS, liderado por YPF y en el que Pampa tiene una participación del 9%, emitió la ON Clase 1 con recurso limitado por US$234 millones, con vencimiento en septiembre de 2030 y una tasa de interés fija anual del 6,25%. Los fondos están destinados a financiar la construcción del oleoducto de 437 km y 550 kbpd de capacidad, ampliable hasta 700 kbpd, que conectará Allen con Punta Colorada, y el complejo que incluye una playa de tanques de almacenamiento y un sistema de amarre con monoboyas en aguas profundas. La inversión total estimada es de US$3.000 millones y se estima que la primera etapa de operación comercial comience durante el primer trimestre de 2027.

A la fecha de emisión del presente Informe, Pampa cumple con todos los *covenants* fijados en sus contratos de financiamiento.

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	7,75%
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%
	ON Clase 28	2030	138	5,5%
	ON Clase 29[2]	2030	220	6,5%
CTBSA[1]	ON Clase 10	2028	42	4,9%

Nota: **1** Afiliadas que bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. **2** Emitida luego del cierre de trimestre, el 2 de noviembre de 2026.

3.3 Calificación crediticia

En agosto de 2026, Fitch Ratings mejoró la calificación de Transener de largo plazo de "AA" a "AA+" con perspectiva estable.

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

Nota: **1** Expedida por FIX SCR.

4. Anexo

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

Subsidiaria En US$ millones	Nueve meses 2026				Nueve meses 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%	455	2.129	116	100,0%	298	1.311	(38)
Subtotal petróleo y gas		**455**	**2.129**	**116**		**298**	**1.311**	**(38)**
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	5	(0)	4	61,0%	6	(0)	3
Los Nihuiles	52,0%	5	(0)	6	52,0%	(2)	(0)	(3)
VAR	100,0%	15	(0)	13	100,0%	12	(0)	3
CTBSA		*95*	*116*	*137*		*76*	*160*	*10*
Ajuste participación no controladora		*(48)*	*(58)*	*(68)*		*(38)*	*(80)*	*(5)*
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	48	58	68	50,0%	38	80	5
Pampa individual, otras compañías y ajustes[1]		386	(398)	216		307	(437)	117
Subtotal generación		**459**	**(340)**	**308**		**361**	**(357)**	**125**
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	29	-	(2)	100,0%	(6)	(0)	27
Subtotal petroquímica		**29**	**-**	**(2)**		**(6)**	**(0)**	**27**
Segmento de holding, transporte y otros								
Transener		*264*	*(25)*	*152*		*154*	*(61)*	*92*
Ajuste participación no controladora		*(194)*	*19*	*(112)*		*(114)*	*45*	*(68)*
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	69	(7)	40	26,3%	41	(16)	24
TGS		*600*	*(209)*	*285*		*437*	*(65)*	*199*
Ajuste participación no controladora		*(438)*	*153*	*(144)*		*(322)*	*47*	*(147)*
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	161	(56)	141	26,9%	115	(17)	52
Pampa individual, otras compañías y ajustes[1]		(36)	-	(88)		(31)	-	25
Subtotal holding, transporte y otros		**195**	**(63)**	**93**		**125**	**(34)**	**102**
Eliminaciones		-	5	-		-	(46)	-
Total consolidado		**1.137**	**1.731**	**515**		**778**	**874**	**216**
A nuestra tenencia accionaria		***1.133***	***1.738***	***515***		***777***	***928***	***216***

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

4.2 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US$ millones	3T26				3T25			
	% 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%	170	2.129	24	100,0%	171	1.311	(9)
Subtotal petróleo y gas		**170**	**2.129**	**24**		**171**	**1.311**	**(9)**
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	1	(0)	1	61,0%	2	(0)	1
Los Nihuiles	52,0%	(0)	(0)	0	52,0%	(1)	(0)	(1)
VAR	100,0%	5	(0)	3	100,0%	4	(0)	(0)
CTBSA		*34*	*116*	(16)		*31*	*160*	*(4)*
Ajuste participación no controladora		*(17)*	*(58)*	*8*		*(15)*	*(80)*	*2*
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	17	58	(8)	50,0%	15	80	(2)
Pampa individual, otras compañías y ajustes[1]		137	(398)	94		101	(437)	8
Subtotal generación		**160**	**(340)**	**90**		**120**	**(357)**	**6**
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	9	-	(8)	100,0%	(5)	(0)	(2)
Subtotal petroquímica		**9**	**-**	**(8)**		**(5)**	**(0)**	**(2)**
Segmento de holding, transporte y otros								
Transener		*95*	*(25)*	*58*		*52*	*(61)*	*32*
Ajuste participación no controladora		*(70)*	*19*	*(42)*		*(38)*	*45*	*(23)*
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	25	(7)	15	26,3%	14	(16)	8
TGS		*191*	*(209)*	*79*		*132*	*(65)*	*71*
Ajuste participación no controladora		*(139)*	*153*	*(58)*		*(97)*	*47*	*(52)*
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	51	(56)	21	26,9%	36	(17)	19
Pampa individual, otras compañías, y ajustes[1]		(17)	-	(14)		(13)	-	0
Subtotal holding, transporte y otros		**59**	**(63)**	**23**		**36**	**(34)**	**28**
Eliminaciones		-	5	-		-	(46)	-
Total consolidado		**398**	**1.731**	**129**		**322**	**874**	**23**
A nuestra tenencia accionaria		***397***	***1.738***	***129***		***322***	***928***	***23***

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

4.3 Estado de situación patrimonial consolidado

En US$ millones	Al 30.09.2026	Al 31.12.2025
ACTIVO		
Propiedades, planta y equipo	3.863	3.303
Activos intangibles	87	89
Derechos de uso	17	36
Activo por impuesto diferido	234	43
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	1.408	1.059
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	34	33
Créditos por ventas y otros créditos	85	43
Total del activo no corriente	**5.728**	**4.606**
Inventarios	269	231
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	503	366
Instrumentos financieros derivados	-	52
Créditos por ventas y otros créditos	1.090	614
Efectivo y equivalentes de efectivo	532	725
Total del activo corriente	**2.394**	**1.988**
Total del activo	**8.122**	**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	2.706	2.399
Otras reservas	(13)	(12)
Otro resultado integral	39	124
Resultados no asignados	605	351
Patrimonio atribuible a los propietarios	**4.117**	**3.596**
Participación no controladora	13	9
Total del patrimonio	**4.130**	**3.605**
PASIVO		
Provisiones	76	100
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	28	26
Cargas fiscales	194	212
Pasivo por impuesto diferido	47	56
Planes de beneficios definidos	28	26
Préstamos	2.692	1.844
Deudas comerciales y otras deudas	68	86
Total del pasivo no corriente	**3.133**	**2.350**
Provisiones	11	13
Pasivo por impuesto a las ganancias	156	83
Cargas fiscales	100	56
Planes de beneficios definidos	5	6
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	44	36
Instrumentos financieros derivados	167	-
Préstamos	74	48
Deudas comerciales y otras deudas	302	397
Total del pasivo corriente	**859**	**639**
Total del pasivo	**3.992**	**2.989**
Total del pasivo y del patrimonio	**8.122**	**6.594**

4.4 Estado de resultados consolidado

En US$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2026	2025	2026	2025
Ingresos por ventas	2.109	1.491	790	591
Ventas en el mercado local	*1.681*	*1.207*	*675*	*457*
Ventas en el mercado exterior	*428*	*284*	*115*	*134*
Costo de ventas	(1.392)	(1.000)	(530)	(375)
Resultado bruto	**717**	**491**	**260**	**216**
Gastos de comercialización	(88)	(69)	(32)	(26)
Gastos de administración	(142)	(131)	(51)	(47)
Otros ingresos operativos	47	85	19	32
Otros egresos operativos	(83)	(62)	(46)	(22)
Recupero de deterioro/(Deterioro) de activos financieros	3	(5)	1	(3)
Recupero de deterioro/(Deterioro) de PPE, inventarios e intangibles	(1)	(8)	1	(7)
Rdo. por part. en negocios conjuntos y asociadas	192	101	44	25
Resultado operativo	**645**	**402**	**196**	**168**
Ingresos financieros	13	42	6	7
Gastos financieros	(140)	(151)	(53)	(52)
Otros resultados financieros	22	137	-	15
Resultados financieros, neto	***(105)***	***28***	***(47)***	***(30)***
Resultado antes de impuestos	**540**	**430**	**149**	**138**
Impuesto a las ganancias	(21)	(214)	(20)	(115)
Resultado del período	**519**	**216**	**129**	**23**
Atribuíble a los propietarios de la Sociedad	***515***	***216***	***129***	***23***
Atribuíble a la part. no controladora	***4***	***-***	***-***	***-***
Resultado por acción para los accionistas	**0,38**	**0,16**	**0,10**	**0,02**
Resultado por ADR para los accionistas	**9,55**	**3,97**	**2,41**	**0,42**
Promedio de acciones en circulación [1]	***1.348***	***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 septiembre 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 de efectivo consolidado

En US$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2026	2025	2026	2025
ACTIVIDADES OPERATIVAS				
Ganancia del período	519	216	129	23
Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo de las actividades operativas	382	407	187	244
Cambios en activos y pasivos operativos	(767)	(133)	(163)	76
(Aumento) Disminución de créditos por ventas y otros créditos	*(546)*	*(219)*	*(102)*	*35*
(Aumento) Disminución de inventarios	*(39)*	*(34)*	*14*	*(14)*
Aumento de deudas comerciales y otras deudas	*17*	*94*	*-*	*29*
Aumento de remuneraciones y cargas sociales	*1*	*2*	*11*	*12*
Pagos de planes de beneficios definidos	*(2)*	*(2)*	*-*	*(1)*
Aumento de cargas fiscales	*56*	*25*	*18*	*12*
Disminución de provisiones	*(40)*	*(7)*	*(37)*	*(3)*
Pagos de impuesto a las ganancias	*(59)*	*-*	*(9)*	*-*
(Pagos) Cobros por instrumentos financieros derivados, neto	*(155)*	*8*	*(58)*	*6*
Flujos generados por las actividades operativas	**134**	**490**	**153**	**343**
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN				
Pago por adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(1.043)	(751)	(525)	(307)
Cobro por ventas (Pago por compras) de títulos de deuda y acciones, neto	89	376	(116)	60
(Suscripción) Rescate de fondos comunes de inversión, neto	(100)	11	(91)	15
Integración de capital en sociedades	(56)	(41)	(26)	-
Cobro por ventas de participaciones en sociedades	-	1	-	1
Cobro por ventas de activos intangibles	-	9	-	6
Cobro de dividendos	46	25	45	25
Cobro por ventas de participaciones en áreas	9	2	4	-
Flujos aplicados a las actividades de inversión	**(1.055)**	**(368)**	**(709)**	**(200)**
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN				
Toma de préstamos	869	554	137	174
Pago de préstamos	(32)	(128)	-	(20)
Pago de intereses de préstamos	(90)	(122)	(22)	(21)
Pago por recompra y rescate de ON	(2)	(726)	-	(1)
Pago por adquisiciones de acciones propias	-	(16)	-	(16)
Pago por arrendamientos	(17)	(11)	(6)	(9)
Flujos generados por (aplicados a) las actividades de financiación	**728**	**(449)**	**109**	**107**
(Disminución) Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	**(193)**	**(327)**	**(447)**	**250**
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	725	738	979	161
(Disminución) Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(193)	(327)	(447)	250
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	**532**	**411**	**532**	**411**

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	HINISA[1]	HIDISA	HPPL		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEBA	Eco-Energía	CTEB[2]		
Capacidad instalada (MW)	53	53	81	100	140	-	388	285	**1.100**	780	361	30	620	100	100	1.254	14	848	**4.107**	**5.207**
Capacidad contratada (MW)	*53*	*53*	*81*	*100*	*140*	-	-	-	**427**	*597*	-	-	-	*100*	*100*	*418*	-	*279*	***1.494***	***1.921***
Participación de mercado	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	na	0,9%	0,6%	**2,5%**	1,7%	0,8%	0,07%	1,4%	0,2%	0,2%	2,8%	0,03%	1,9%	**9,2%**	**11,7%**
Nueve meses																				
Generación neta 2026 (GWh)	**141**	**164**	**240**	**254**	**397**	**114**	**337**	**584**	**2.232**	**3.686**	**121**	**40**	**424**	**186**	**248**	**6.248**	**51**	**3.181**	**14.185**	**16.416**
Participación de mercado	**0,1%**	**0,2%**	**0,2%**	**0,2%**	**0,4%**	**0,1%**	**0,3%**	**0,5%**	**2,1%**	**3,4%**	**0,1%**	**0,04%**	**0,4%**	**0,2%**	**0,2%**	**5,8%**	**0,05%**	**2,9%**	**13,1%**	**15,1%**
Ventas 2026 (GWh)	**146**	**164**	**240**	**254**	**397**	**113**	**337**	**584**	**2.235**	**3.745**	**129**	**42**	**415**	**186**	**248**	**6.274**	**55**	**3.190**	**14.283**	**16.519**
Generación neta 2025 (GWh)	149	178	267	226	424	195	366	466	**2.270**	3.248	207	31	439	114	100	6.500	39	3.130	**13.806**	**16.077**
Variación 2026 vs. 2025	*-5%*	*-8%*	*-10%*	*+12%*	*-6%*	*-41%*	*-8%*	*+25%*	***-2%***	*+13%*	*-41%*	*+29%*	*-3%*	*+64%*	*+148%*	*-4%*	*+32%*	*+2%*	***+3%***	***+2%***
Ventas 2025 (GWh)	159	178	267	226	424	195	366	466	**2.281**	3.238	379	31	439	114	100	6.850	91	3.136	**14.376**	**16.657**
Precio prom. 2026 (US$/MWh)	**74**	**63**	**63**	**81**	**63**	**60**	**32**	**15**	**48**	**63**	**na**	**106**	**na**	**146**	**110**	**80**	**52**	**97**	**84**	**79**
Precio prom. 2025 (US$/MWh)	93	63	63	79	63	18	30	18	**48**	30	83	66	76	na	na	37	40	33	**40**	**41**
Margen bruto prom. 2026 (US$/MWh)	**47**	**53**	**53**	**61**	**53**	**33**	**18**	**6**	**35**	**29**	**85**	**24**	**63**	**119**	**66**	**29**	**16**	**29**	**32**	**33**
Margen bruto prom. 2025 (US$/MWh)	50	54	54	54	55	(2)	19	7	**34**	18	38	30	41	na	na	20	14	26	**24**	**26**
Tercer trimestre																				
Generación neta 3T26 (GWh)	**47**	**54**	**79**	**80**	**130**	**13**	**113**	**252**	**767**	**1.339**	**26**	**7**	**-**	**66**	**84**	**2.010**	**19**	**997**	**4.548**	**5.315**
Participación de mercado	**0,1%**	**0,2%**	**0,2%**	**0,2%**	**0,4%**	**0,0%**	**0,3%**	**0,7%**	**2,2%**	**3,8%**	**0,1%**	**0,0%**	**-**	**0,2%**	**0,2%**	**5,7%**	**0,05%**	**2,8%**	**12,8%**	**14,9%**
Ventas 3T26 (GWh)	**47**	**54**	**79**	**80**	**130**	**13**	**113**	**252**	**767**	**1.339**	**26**	**7**	**-**	**66**	**84**	**2.011**	**19**	**997**	**4.549**	**5.316**
Generación neta 3T25 (GWh)	52	62	90	71	145	31	94	124	**669**	1.288	18	6	41	25	19	2.024	18	1.312	**4.752**	**5.421**
Variación 3T26 vs. 3T25	*-9%*	*-13%*	*-12%*	*+12%*	*-10%*	*-58%*	*+20%*	*+102%*	***+15%***	*+4%*	*+49%*	*+12%*	*-100%*	*na*	*na*	*-1%*	*+4%*	*-24%*	***-4%***	***-2%***
Ventas 3T25 (GWh)	60	62	90	71	145	31	94	124	**677**	1.278	72	6	41	25	19	2.118	36	1.312	**4.908**	**5.585**
Precio prom. 3T26 (US$/MWh)	**78**	**63**	**63**	**82**	**63**	**64**	**31**	**14**	**45**	**72**	**na**	**146**	**na**	**139**	**127**	**98**	**48**	**139**	**105**	**96**
Precio prom. 3T25 (US$/MWh)	95	62	62	79	62	25	36	20	**54**	35	na	106	na	na	na	39	41	29	**42**	**43**
Margen bruto prom. 3T26 (US$/MWh)	**48**	**47**	**47**	**59**	**53**	**21**	**15**	**6**	**31**	**33**	**137**	**22**	**na**	**111**	**64**	**32**	**11**	**29**	**36**	**35**
Margen bruto prom. 3T25 (US$/MWh)	51	52	52	60	53	(13)	22	5	**37**	18	63	47	127	na	na	21	19	24	**25**	**27**

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** La concesión de HINISA venció el 31 de julio de 2026. **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	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2026	2025	*Variación*	2026	2025	*Variación*
Gas natural						
El Mangrullo	31,0	41,2	*-25%*	26,6	41,2	*-35%*
Sierra Chata	39,7	24,8	*+60%*	40,2	31,0	*+29%*
Río Neuquén	7,1	8,1	*-11%*	7,9	7,9	*+0%*
Rincón del Mangrullo[1]	0,8	1,0	*-16%*	0,8	0,9	*-5%*
Otros	2,2	1,0	*+117%*	2,0	1,2	*+74%*
Subtotal de gas natural	**80,9**	**76,0**	***+6%***	**77,6**	**82,2**	***-6%***
Petróleo						
Rincón de Aranda	20,5	6,9	*na*	20,9	14,4	*na*
El Tordillo[2]	-	1,5	*-100%*	-	1,6	*-100%*
Petróleo asociado[3]	1,2	1,1	*+8%*	1,2	1,2	*-0%*
Los Blancos	0,0	0,1	*-27%*	0,0	0,1	*-26%*
Subtotal de petróleo	**21,7**	**9,6**	***+127%***	**22,1**	**17,3**	***+28%***
Total	**102,6**	**85,5**	***+20%***	**99,7**	**99,5**	***+0%***

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.

5. Glosario

2T26: Segundo trimestre de 2026

3T26/3T25: Tercer trimestre de 2026/Tercer trimestre de 2025

9M26/9M25: Período de nueve meses de 2026/ Período de nueve meses de 2025

ADR/ADS: *American Depositary Receipt/Share*

AR$: Pesos argentinos

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

bbl/boe: Barril de petróleo/ Barril de petróleo equivalente

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

E&P: Exploración y Producción

EBITDA: Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones

EcoEnergía: Central de cogeneración EcoEnergía

EEFF: Estados financieros

ENARSA: Energía Argentina S.A.

ENREGE: Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad

FEPASA: Fértil Pampa S.A.U.

FRA: Factor de Renta Adaptado

GLP: Gas licuado del petróleo

GNL: Gas natural licuado

GPM: Gasoducto "Perito" Moreno

Grupo Restringido: Pampa Energía S.A., sin incluir subsidiarias y sociedades vinculadas

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

GUDI: Gran Usuario de Distribuidora

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

MAT/MATE: Mercado a término/Mercado a término de energía

MATER: Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable

MBTU: Millón de unidades térmicas británicas

mcmpd: Millones de metros cúbicos por día

MECON: Ministerio de Economía de la Nación

MEGSA: Mercado Electrónico de Gas

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

PAE: Pan American Energy S.A.

Pampa/Compañía/Sociedad: Pampa Energía S.A.

PEA: Parque Eólico Arauco II, etapas 1 y 2

PEELP: Proyecto de Exportación Estratégica de Largo Plazo bajo RIGI

PEN: Poder Ejecutivo Nacional

PEPE: Parque Eólico Pampa Energía

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

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

RDA: Rincón de Aranda

Res.: Resolución/Resoluciones

RIGI: Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones

SE: Secretaría de Energía de la Nación

SESA: Southern Energy S.A.

SMP: San Matías Pipeline S.A.

SOFR: *Secured Overnight Financing Rate* o Tasa de Financiamiento Garantizado a un Día

TCN: Tipo de cambio nominal

TG: Turbina de gas

TGN: Transportadora de Gas del Norte S.A.

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$-link: Instrumento cuyo rendimiento está ligado a la cotización del US$ mayorista

US$-MEP: Instrumento cuya integración se realiza con US$ billete en el mercado local

VAR: Vientos de Arauco Renovables S.A.U.

VMOS: Vaca Muerta Oil Sur S.A.

VPP: Valor Patrimonial Proporcional

YPF: YPF S.A.