

Informe de resultados 3T25

Pampa Energía, empresa privada con activa participación en petróleo, gas y electricidad de Argentina, anuncia los resultados de los períodos de nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2025.

Buenos Aires, 4 de noviembre de 2025

Información accionaria



Bolsas y
Mercados Argentinos
Símbolo: PAMP



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

**Capital neto de recompras
al 3 de noviembre de 2025:**
1.343,6 millones acciones
ordinarias/53,7 millones de ADSs

Capitalización bursátil:
AR\$7.269 mil millones/
US\$4.761 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora:
miércoles 5 de noviembre
10.00 a.m. de Nueva York
12.00 p.m. de Buenos Aires

Enlace de acceso:
bit.ly/Pampa3Q2025VC

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 septiembre de 2025, 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\$591 millones en 3T25², un aumento del 9% interanual, impulsado por el incremento de producción de crudo en Rincón de Aranda y mayores ventas de gas a Chile y al autoabastecimiento en CTLL, compensados por menores ventas de gas a distribuidoras, la baja en los precios del crudo y la disminución en las ventas de petroquímica.

En el 3T25, se destacó el **fuerte crecimiento de shale oil en Rincón de Aranda**, consolidando la expansión del bloque.

Principales indicadores operativos de Pampa		3T25	3T24	Variación
Hidrocarburos	Producción (kboepd)	99,5	87,5	+14%
	Producción de gas (kboepd)	82,2	82,1	+0%
	Producción de petróleo (kbpd)	17,3	5,4	+220%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	4,4	4,4	+0%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)*	61,1	71,9	-15%
Electricidad	Generación (GWh)	5.421	5.951	-9%
	Margen bruto (US\$/MWh)	26,5	22,6	+17%
Petroquímica	Volumen vendido (miles de ton)	122	128	-4%
	Precio promedio (US\$/ton)	937	1.092	-14%

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

El EBITDA ajustado³ fue de US\$322 millones en 3T25, una suba del 16% interanual, debido al mayor aporte de Rincón de Aranda y, en menor medida, las exportaciones de gas, el margen por autoabastecimiento de gas y el aporte de PEPE 6. Estos efectos fueron compensados por menores márgenes en estirénicos y demanda residencial de gas.

La ganancia para los accionistas de la Compañía fue de US\$23 millones, un 84% inferior al 3T24, debido principalmente a un mayor

impuesto a las ganancias diferido *non-cash*, que también impactó en un menor resultado por participación en afiliadas, parcialmente compensado por un mejor margen operativo.

La deuda neta ascendió a US\$874 millones a septiembre 2025 vs. US\$712 millones en junio 2025, 1,3x deuda neta/EBITDA, por mayores erogaciones por el desarrollo en Rincón de Aranda y recompras de acciones. Luego del cierre de trimestre, la deuda neta disminuyó a US\$790 millones, con un ratio de 1,1x.

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

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

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

1. Hechos relevantes

1.1 Generación

Nuevas reglas para la normalización del MEM

El 21 de octubre de 2025, la SE dictó un nuevo marco para la normalización progresiva del MEM, con el objetivo de fomentar la competencia entre generadoras, promover la contratación directa de la demanda y avanzar hacia un esquema más descentralizado en la provisión de combustibles. El nuevo marco, con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2025, introduce cambios en el mercado *spot* y divide el mercado a término en dos segmentos: uno de energía y otro de potencia. Además, asigna parte de la oferta al abastecimiento estacional de las distribuidoras (Res. N° 400/25).

Bajo el nuevo mercado a término, las centrales térmicas e hidroeléctricas habilitadas antes del 1 de enero de 2025 podrán **comercializar bajo contrato i)** hasta 100% de su energía, con distribuidoras eléctricas, o **ii)** hasta un 20%, con grandes usuarios. En cuanto a la potencia, podrán comercializar el 100% de su capacidad con cualquier tipo de demanda⁴. A partir de 2030, las generadoras podrán contratar libremente con cualquier tipo de demanda.

En el **mercado spot**, la remuneración por energía generada —denominada Renta Marginal Adaptada (RMA)— se define bajo un sistema marginalista conforme a la fórmula $RMA = (CM_{gh} \times FP - CVP) \times FRA$, donde CM_{gh} es el costo marginal horario del sistema, FP el factor de pérdida del nodo correspondiente y CVP el costo variable de producción declarado por la unidad.

Para la generación térmica, la RMA está limitada por un coeficiente denominado Factor de Renta Adaptado (FRA), que determina la proporción de renta capturada por el generador: **i)** generación nueva FRA = 1, capturando la totalidad de la renta; **ii)** generación vieja con gestión de combustible propio es 15% desde 2025, 25% desde 2027 y 35% desde 2028; **iii)** generación vieja con abastecimiento de gas provisto por CAMMESA es 12% desde 2025, 15% desde 2027 y 17,5% desde 2028; y **iv)** generación vieja sin gestión de combustible FRA = 0, con CVP equivalente a valores regulados.

Para la generación hidroeléctrica, renovable o autogenerada rige el mismo esquema marginalista, aunque asume $CVP = 0$. Las unidades operativas antes del 1 de enero de 2025 mantienen un FRA equivalente a la generación térmica con una RMA mínima de **i)** US\$22/MWh para las hidroeléctricas; y **ii)** US\$32/MWh para las renovables o autogeneradores. En cambio, aquellas centrales habilitadas a partir del 1 de enero de 2025 tienen con FRA = 1, sin máximos ni mínimos.

Para el pago por potencia en el mercado *spot*, se determina una Potencia Puesta a Disposición (PPAD) de US\$12 por MWh, que remunera 90 horas semanales y pondera un factor: **i)** si utiliza solo GN, 1,1 en verano/invierno y 0,9 el resto del año; **ii)** si utiliza combustibles alternativos, 1,5 en verano/invierno y 1 el resto del año; **iii)** 0,5 para hidroeléctricas; y **iv)** 0 para renovables. Para las centrales térmicas sin gestión propia de combustible o abastecidas por CAMMESA, se remunera el 100% de la potencia mientras estén despachadas y al 80% cuando no lo estén hasta diciembre de 2026, al 40% durante 2027 y 0% desde 2028. Adicionalmente, se reconoce US\$1.000 por MW-mes en concepto de reserva de confiabilidad base, independientemente del combustible utilizado o su gestión.

En cuanto a la **gestión de combustibles**, CAMMESA continúa como proveedor de última instancia hasta 2029, cuando la gestión total de combustibles pasará a ser responsabilidad de las generadoras. Los combustibles alternativos, como *fuel* y *gasoil*, deberán ser provistos por las generadoras que los utilicen. Para el GN, las generadoras térmicas podrán optar por: **i)** gestión propia, o **ii)** mientras siga vigente el Plan Gas, acordar con CAMMESA, cuyo costo resultará del mix de todos los costos asociados al Plan Gas y/o importación de GNL, con actualización quincenal.

Este nuevo marco respeta los PPAs, cuya energía producida está destinada a cubrir la demanda estacional de las distribuidoras hasta su vencimiento. Una vez finalizados los PPAs, las generadoras podrán participar del mercado *spot* o celebrar contratos con distribuidoras o grandes usuarios.

⁴ En el caso de la generación hidroeléctrica, solo podrá dar respaldo por hasta el 70% de la demanda contratada.

En este esquema, las unidades térmicas más eficientes, mejor ubicadas y con gestión propia del combustible podrán capturar mayores márgenes de rentabilidad y en su totalidad en US\$. Entre las unidades que aplica este nuevo régimen, Pampa opera tres CCs estratégicamente ubicados: CTLL, en Vaca Muerta, CTGEBA, en el nodo cero del sistema, y CTEB, que utiliza GN y *diesel*, con una participación accionaria del 50%. Entre los ciclos abiertos, Pampa opera CPB (que también consume fuel oil), CTG y CTP.

Últimas actualizaciones en la remuneración de la energía base o "spot"

Aplicable desde:	Energía base / spot	
	Aumento	Resolución
Julio 2025	1%	SE N° 280/25
Agosto 2025	0,4%	SE N° 331/25
Septiembre 2025*	0,5%	SE N° 356/25
Octubre 2025*	0,5%	SE N° 381/25

Nota: * No considera las hidroeléctricas bajo proceso de licitación (Alicurá, El Chocón-Arroyito, Cerros Colorados y Piedra del Águila).

Extensión de la concesión de HIDISA

El 20 de octubre de 2025, la SE propuso extender la concesión de HIDISA hasta junio de 2026, sujeta a la adhesión de Pampa a las condiciones del contrato original y a nuevas disposiciones, entre ellas actualización de garantías, renuncia a reclamos contra el Estado por cambios en el esquema remuneratorio y pago de regalías a la Provincia de Mendoza (Res. SE N° 398/25).

HIDISA solicitó una prórroga de 15 días hábiles para remitir una decisión, la cual a la fecha la SE no se ha expedido. En caso de no adherir, Pampa deberá continuar operando 90 días corridos, a fin de que el Estado Nacional tome las medidas necesarias para continuar la operación.

Licitación de las centrales hidroeléctricas del Comahue

El 19 de agosto de 2025, el MECON, llamó a un concurso nacional e internacional para transferir el capital accionario de las hidroeléctricas Alicurá, El Chocón-Arroyito, Cerros Colorados y Piedra del Águila (Res. N° 1200/25). La presentación de ofertas se realizará el 7 de noviembre de 2025. Pampa está analizando su participación en el proceso.

1.2 Transener y TGS

Adjudicación a TGS en la licitación para la ampliación del GPM

El 17 de octubre de 2025, la SE aprobó la adjudicación a TGS de la obra para ampliar la capacidad de transporte del GPM (Res. 397/25). El proyecto, alineado con la iniciativa privada presentada por TGS en junio de 2024, consiste en la instalación de tres nuevas plantas compresoras y una potencia adicional de 90.000 HP, elevando la capacidad de transporte del GPM de 21 mcmpd a 35 mcmpd. Las obras deberán ser finalizadas antes del 30 de abril de 2027 y contemplan una inversión estimada de US\$560 millones.

Adicionalmente, TGS llevará adelante una inversión aproximada de US\$220 millones, destinada a ampliar en 12 mcmpd la capacidad de transporte en los tramos finales del sistema, que serán repagados con la tarifa regulada.

Distribución de dividendo de Transener y Transba

El 1 de septiembre de 2025, las Asambleas de Accionistas de Transener y Transba aprobaron la distribución de un dividendo en efectivo por AR\$134 mil millones y AR\$44 mil millones, respectivamente. Pampa cobró un total de US\$25 millones por su participación del 26,3% en Transener.

Últimas actualizaciones tarifarias

Aplicable desde:	Transener/Transba		TGS	
	Aumento	Resolución	Aumento	Resolución
Julio 2025	4,6%/1,5%	ENRE N° 451 y 454/25	0,8%	ENARGAS N° 421/25
Agosto 2025	6,0%/2,9%	ENRE N° 549 y 555/25	1,8%	ENARGAS N° 539/25
Septiembre 2025	7,0%/3,8%	ENRE N° 616 y 617/25	2,6%	ENARGAS N° 622/25
Octubre 2025	7,1%/3,9%	ENRE N° 675 y 676/25	2,7%	ENARGAS N° 732/25
Noviembre 2025	7,6%/4,4%	ENRE N° 724 y 731/25	3,2%	ENARGAS N° 812/25

1.3 Venta de El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga

El 1 de octubre de 2025, Pampa cedió a Crown Point Energía S.A. su participación del 35,67% en las concesiones de las áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga, por US\$2 millones, bajo la condición de *clean exit*. Con esta transacción, Pampa deja de tener presencia en la cuenca del Golfo San Jorge.

1.4 Nuevo programa de recompra de acciones

El 8 de septiembre de 2025, el Directorio de Pampa aprobó el 14° plan de recompra de acciones, por un monto máximo de hasta US\$100 millones o 10% del capital social, y un precio máximo a pagar de US\$60 por ADR o AR\$3.480 por acción ordinaria, con vigencia por 120 días. A la fecha, se ha recomprado 0,8 millones de ADRs equivalentes a un promedio de US\$58,8/ADR, los cuales representan el 1,5% del capital emitido de Pampa.

1.5 Liberación de las garantías en OCP Ecuador

El 30 de noviembre de 2024, OCP Ecuador transfirió las acciones del oleoducto al Estado ecuatoriano. Como parte de la operación, OCP Ecuador tenía librada dos garantías —una operativa y otra ambiental— por un valor conjunto de US\$84 millones.

De acuerdo con el contrato de concesión, la extinción de la licencia implicaba la liberación de dichas garantías el 1 de marzo de 2025, con el correspondiente reembolso monetario a OCP Ecuador. Sin embargo, Citibank Ecuador, el banco emisor, se negó a liberarlas en esa fecha, argumentando el incumplimiento de ciertos requisitos formales. Esta situación derivó en el inicio de un arbitraje para la liberación de las garantías y una compensación por los daños ocasionados.

Posteriormente, el 28 de octubre de 2025, el Estado ecuatoriano notificó a Citibank Ecuador la expiración de las garantías e instruyó su liberación, la cual se concretó el 3 de noviembre de 2025. Como resultado, Pampa incorporó US\$84 millones a su caja y redujo su ratio de endeudamiento neto a 1,1x.

2. Análisis de los resultados del 3T25

Resumen por segmento En US\$ millones	3T25			3T24			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Petróleo y Gas	308	171	(9)	228	122	(4)	+35%	+40%	+125%
Generación de electricidad	205	120	6	183	112	95	+12%	+8%	-94%
Petroquímica	115	(5)	(2)	140	2	7	-18%	NA	NA
Holding y Otros	6	36	28	19	43	48	-68%	-16%	-42%
Eliminaciones	(43)	-	-	(30)	-	-	+44%	NA	NA
Total	591	322	23	540	279	146	+9%	+16%	-84%

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

Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo consolidado	402	392	168	154
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	305	257	124	105
EBITDA contable	707	649	292	259
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(11)	5	(7)	14
Ajustes del segmento de generación	30	80	15	7
Ajustes del segmento de petroquímica	(17)	(0)	(0)	(0)
Ajustes del segmento de holding y otros	70	20	22	(1)
EBITDA ajustado consolidado	779	754	322	279
A nuestra tenencia	777	754	322	279

2.1 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	658	596	+10%	308	228	+35%
<i>Ventas en el mercado local</i>	515	512	+1%	231	201	+15%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	143	84	+70%	77	27	+185%
Costo de ventas	(461)	(387)	+19%	(191)	(153)	+25%
Resultado bruto	197	209	-6%	117	75	+56%
Gastos de comercialización	(56)	(46)	+22%	(22)	(17)	+29%
Gastos de administración	(60)	(57)	+5%	(20)	(21)	-5%
Otros ingresos operativos	41	67	-39%	25	25	-
Otros egresos operativos	(16)	(22)	-27%	(8)	(8)	-
Deterioro de activos financieros	(5)	(10)	-50%	(3)	-	NA
Deterioro de activos intangibles e inventarios	(8)	(19)	-58%	(7)	(19)	-63%
Rdo. por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	2	-	NA	-	-	NA
Resultado operativo	95	122	-22%	82	35	+134%
Ingresos financieros	-	1	-100%	-	1	-100%
Gastos financieros	(77)	(71)	+8%	(22)	(22)	-
Otros resultados financieros	(25)	(17)	+47%	(25)	(3)	NA
Resultados financieros, netos	(102)	(87)	+17%	(47)	(24)	+96%
Resultado antes de impuestos	(7)	35	NA	35	11	+218%
Impuesto a las ganancias	(31)	36	NA	(44)	(15)	+193%
Resultado del período	(38)	71	NA	(9)	(4)	+125%
EBITDA ajustado	298	310	-4%	171	122	+40%
Altas de PPE y derechos de uso	720	243	+196%	267	46	NA
Depreciaciones y amortizaciones	214	183	+17%	96	73	+32%
Costo de extracción	162	131	+24%	59	48	+22%
Costo de extracción por boe	6,9	5,7	+22%	6,4	6,0	+7%

Las **ventas** del segmento de petróleo y gas crecieron 35% interanual y 51% vs. trimestre anterior, impulsadas por el fuerte incremento en la producción de crudo en Rincón de Aranda, mayores envíos de gas a Chile, autoabastecimiento de CTLL, y el segmento industrial. Estos efectos se vieron parcialmente compensados por menores ventas durante septiembre, debido a una merma en los volúmenes destinados al segmento residencial por temperaturas más templadas y la finalización de los compromisos invernales bajo el Plan Gas, además de precios realizados más bajos de crudo y gas para exportación.

En cuanto al **desempeño operativo**, la producción total alcanzó los 99,5 kboepd en el 3T25 (+14% vs. 3T24 y +18% vs. 2T25), explicado principalmente por la aceleración en Rincón de Aranda, tras la completación de tres nuevos pads, y una mayor producción de gas en Sierra Chata, que en julio alcanzó un pico histórico de producción de 6,3 mcmpd. El aumento vs. 2T25 respondió al mayor aporte de *shale oil* de Rincón de Aranda y la estacionalidad de la demanda de gas.

La **producción de gas** fue de 14,0 mcmpd (similar vs. 3T24, +8% vs. 2T25). En el **análisis por bloque de gas**, El Mangrullo aportó el 50% de la producción total de gas, con 7,0 mcmpd (-12% vs. 3T24, -7% vs. 2T25), seguido por Sierra Chata, con 5,3 mcmpd (+33% vs. 3T24, +40% vs. 2T25), equivalente al 38% de la producción total. En las áreas no operadas, Río Neuquén produjo 1,3 mcmpd (-20% vs. 3T24, similar al 2T25), mientras que Rincón del Mangrullo y Aguara Güe y continuaron su declino natural, aportando 0,1 mcmpd cada bloque.

Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2025			2024			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
Nueve meses									
Volumen									
Producción									
En miles de m³/día	1,5	12.911		0,8	13.382				
En millones de pie cúbicos/día		456			473		+89%	-4%	+2%
En miles de boe/día	9,6	76,0	85,5	5,0	78,8	83,8			
Ventas									
En miles de m³/día	1,6	12.932		0,8	13.331				
En millones de pie cúbicos/día		457			471		+111%	-3%	+4%
En miles de boe/día	10,1	76,1	86,3	4,8	78,5	83,3			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	61,9			71,0			-13%	-2%	
En US\$/MBTU		3,9			3,9				
Tercer trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m³/día	2,7	13.967		0,9	13.944				
En millones de pie cúbicos/día		493			492		+220%	+0%	+14%
En miles de boe/día	17,3	82,2	99,5	5,4	82,1	87,5			
Ventas									
En miles de m³/día	3,2	13.913		0,9	13.632				
En millones de pie cúbicos/día		491			481		+267%	+2%	+19%
En miles de boe/día	20,1	81,9	102,0	5,5	80,2	85,7			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	61,1			71,9			-15%	+0%	
En US\$/MBTU		4,4			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.

El **precio de gas** promedió en US\$4,4 por MBTU en el 3T25 (similar vs. 3T24, +11% vs. 2T25 por estacionalidad), traccionado por la provisión propia de gas a CTLL durante el pico invernal y mejores precios en el segmento industrial, parcialmente compensados por menores precios de exportación.

En cuanto a las **entregas de gas por canal de cliente**, en 3T25 el 39% fue destinado a despacho térmico (vs. 50% en 3T24) y el 33% a distribuidoras (vs. 36% en 3T24), ambos segmentos bajo el Plan Gas. La baja interanual se debió al fin del GSA invernal en septiembre de 2024, a menor demanda minorista por factores climáticos en septiembre y a la autogestión de combustibles por parte de CTLL, que de por sí representó el 6% de las entregas del 3T25. El 12% abasteció al mercado industrial/spot (vs. 7% en 3T24, por mayor capacidad de transporte), el 8% fue exportado (vs. 3% en 3T24, por mayor demanda externa) y el 2% remanente se destinó a nuestras plantas petroquímicas (vs. 3% en 3T24).

La **producción de petróleo** alcanzó los 17,3 kbpd en 3T25 (3,2x vs. 3T24, 2,2x vs. 2T25), impulsada por el desarrollo del *shale oil* en Rincón de Aranda, que promedió 14,4 kbpd en el 3T25 (+13,2 kbpd vs. 3T24, +6,9 kbpd vs. 2T25), con 20 pozos en producción (vs. 2 en 3T24, 10 en 2T25). Este aumento fue parcialmente compensado por la venta de Gobernador Ayala en octubre de 2024 (-1,0 kbpd vs. 3T24), y menores aportes de los bloques convencionales no operados El Tordillo y Los Blancos (-0,2 kbpd vs. 3T24).

El **precio de petróleo**, neto de derechos de exportación y descuentos por calidad/logística, promedió en US\$61,1 por barril (-15% vs. 3T24, -1% vs. 2T25), afectado por la baja del Brent. Sin la cobertura iniciada en abril de 2025 sobre parte de la producción de Rincón de Aranda, el precio realizado hubiera sido de US\$60,3 por barril. Las exportaciones representaron el 47% del total vendido en el 3T25, similar al 3T24, aunque en volumen se cuadruplicaron.

El **costo de extracción**⁵ fue de US\$59 millones en 3T25 (+22% vs. 3T24, similar vs. 2T25), explicado por mayores costos de tratamiento de gas y el arrendamiento de la TPF en Rincón de Aranda. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por menores costos de mantenimiento y personal. El **costo de extracción por boe** aumentó un 7% a US\$6,4/boe producido en 3T25 vs. US\$6,0/boe en 3T24, debido a los mayores costos operativos anteriormente mencionados, aunque moderado por el aumento de producción en Rincón de Aranda. En comparación con el 2T25, el costo de extracción por boe fue 15% menor, gracias a la mayor producción de crudo y la estabilidad de costos.

Excluyendo depreciaciones y amortizaciones y costos de extracción, los **otros costos operativos** aumentaron un 28% vs. 3T24 y 35% vs. 2T25, debido a mayores compras de crudo para *trading*, regalías y cánones asociados al incremento en la producción, y costos de transporte por mayores exportaciones.

Los **otros ingresos y egresos operativos** se mantuvieron sin cambios vs. 3T24. Se registraron mayores provisiones por remediación ambiental y deudores incobrables, parcialmente compensados por menores impuestos por transacciones financieras y un leve aumento en la compensación del Plan Gas, producto de la devaluación sobre las tarifas del segmento minorista. Adicionalmente, la mejora en la frecuencia de los pagos por parte de CAMMESA y ENARSA redujo los intereses comerciales (-11% vs. 3T24). En comparación con el 2T25, los otros ingresos netos aumentaron significativamente, explicado por mayores ingresos del Plan Gas por estacionalidad y un leve incremento en la morosidad, parcialmente compensados por mayores provisiones ambientales.

En 3T25, los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$47 millones (+96% vs. 3T24, +81% vs. 2T25), explicada por un aumento en las pérdidas por diferencia de cambio, producto de una mayor devaluación del AR\$ sobre la posición neta activa en esa moneda, sumado a menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensado por ganancias derivadas de coberturas del precio del crudo.

Reconciliación del EBITDA ajustado de E&P, en US\$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	95	122	82	35
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	214	183	96	73
EBITDA contable	309	305	178	108
Eliminación de deterioro de activos intangibles e inventarios	8	19	7	19
Eliminación de intereses comerciales ganados	(7)	(18)	(5)	(5)
Ajuste sobre desvalorización de crédito con CAMMESA	-	4	-	-
Eliminación de resultado por VPP de SESA	(2)	-	-	-
Ajuste a las amortizaciones por arrendamiento de TPF	(10)	-	(10)	-
EBITDA ajustado de E&P	298	310	171	122

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas fue de US\$171 millones en 3T25 (+40% vs. 3T24, +97% vs. 2T25), impulsado principalmente explicado por la aceleración en la producción de *shale oil* en Rincón de Aranda, junto con mayores márgenes del gas por provisión propia para usinas, exportaciones y demanda industrial. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas minoristas de gas. La mejora del EBITDA frente al 2T25 se explica por mayores ventas de crudo y estacionalidad del gas. El EBITDA ajustado excluye ingresos y egresos extraordinarios y *non-cash*, intereses comerciales por la mora en la cobranza y resultados por VPP en afiliadas, e incluye un ajuste por US\$10 millones a las amortizaciones por derecho de uso, producto de la reclasificación como costo de extracción el arrendamiento de la TPF en Rincón de Aranda.

Finalmente, las **inversiones de capital** totalizaron US\$267 millones (5,8x vs. 3T24, pero -13% vs. 2T25), con el 65% destinado al desarrollo de Rincón de Aranda.

⁵ Considera costos por mantenimiento, tratamiento, transporte interno, personal en boca de pozo y la TPF en Rincón de Aranda, el cual bajo NIIF se clasifica bajo Arrendamientos, devengando amortizaciones por derecho de uso en los costos de ventas. El costo de extracción no incluye amortizaciones y depreciaciones.

2.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	585	505	+16%	205	183	+12%
Costo de ventas	(319)	(260)	+23%	(114)	(102)	+12%
Resultado bruto	266	245	+9%	91	81	+12%
Gastos de comercialización	(3)	(2)	+50%	(1)	(1)	-
Gastos de administración	(31)	(39)	-21%	(10)	(14)	-29%
Otros ingresos operativos	17	34	-50%	4	2	+100%
Otros egresos operativos	(9)	(11)	-18%	(4)	(4)	-
Deterioro de activos financieros	-	(46)	-100%	-	-	NA
Resultado por part. en negocios conjuntos	5	(28)	NA	(2)	10	NA
Resultado operativo	245	153	+60%	78	74	+5%
Ingresos financieros	15	3	NA	7	1	NA
Gastos financieros	(36)	(39)	-8%	(11)	(11)	-
Otros resultados financieros	81	102	-21%	1	22	-95%
Resultados financieros, netos	60	66	-9%	(3)	12	NA
Resultado antes de impuestos	305	219	+39%	75	86	-13%
Impuesto a las ganancias	(180)	109	NA	(69)	9	NA
Resultado del período	125	328	-62%	6	95	-94%
Atribuible a los propietarios de la Sociedad	125	328	-62%	6	95	-94%
Atribuible a la participación no controladora	-	-	NA	-	-	NA
EBITDA ajustado	362	304	+19%	120	112	+8%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	360	304	+18%	120	112	+7%
Altas de PPE y derechos de uso	46	67	-31%	18	24	-27%
Depreciaciones y amortizaciones	87	71	+23%	27	31	-13%

Las **ventas** de generación de energía crecieron 12% interanual en el 3T25, impulsadas por un mayor reconocimiento de combustible gracias al autoabastecimiento en CTLL durante el pico invernal y, en menor medida, por la incorporación de PEPE 6, una mayor remuneración *spot* por potencia y el incremento de las ventas a término en el segmento industrial. Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por un menor despacho térmico. En comparación con el 2T25, el aumento en las ventas respondió principalmente al mayor despacho estacional y la finalización de mantenimientos programados en CTLL y CTEB.

En el mercado *spot*, las unidades de ciclo abierto (TG y TV) lideraron la mejora en la remuneración por potencia, alcanzando US\$5,9 mil por MW-mes (+22% vs. 3T24 y +12% vs. 2T25), gracias al pago adicional en US\$ durante julio y agosto previsto en el Plan de Contingencia 2024-26 (Res. SE N° 294/24). En contraste, los CC se mantuvieron en US\$5,3 mil por MW-mes (similar vs. 3T24 y vs. 2T25), y las hidros promediaron US\$2,1 mil por MW-mes (-8% vs. 3T24, -8% vs. 2T25). Respecto al 2T25, la potencia también fue mayor gracias a los ciclos abiertos, beneficiados por la remuneración adicional.

El **desempeño operativo** en la generación de nuestra energía operada cayó 9% interanual, principalmente por menor requerimiento térmico de CAMMESA ante la baja demanda y una mayor participación de energías renovables y nucleares, además de paradas programadas. Esta tendencia es consistente con la reducción del 2% en la generación eléctrica nacional, atribuida a menor actividad económica y condiciones climáticas más templadas. Por planta, la menor generación provino del CC viejo de CTGEB A (-131 GWh), los ciclos abiertos (-166 GWh), el menor caudal en HPPL (-166 GWh) y a la indisponibilidad en HINISA (-121 GWh). Estos efectos fueron parcialmente compensados por el aporte de PEPE 6 (+75 GWh) y mayor generación en los CC de CTGEB A (nuevo) y CTLL (+44 GWh). En comparación con el 2T25, la generación aumentó 15% por mantenimientos en CTLL y CTEB.

La **disponibilidad** de nuestras unidades operadas fue de 94,0% en el 3T25 vs. el 96,7% del 3T24 (-275 puntos básicos), afectada por mantenimientos programados en la TG04 de CTGEB A y la TG05 de CTLL, sumado a salidas forzadas en la TG04 de CTLL e HINISA, la última desde enero. Estas variaciones fueron

parcialmente compensadas por la puesta en marcha de PEPE 6 y por la normalización de la TG05 de CTLL, que había estado fuera de servicio en agosto de 2024. Sin embargo, la disponibilidad térmica mejoró 40 puntos básicos, alcanzando 97,1% en 3T25.

Principales indicadores operativos de generación	2025				2024				Variación			
	Eólica	Hidro	Térmica	Total	Eólica	Hidro	Térmica	Total	Eólica	Hidro	Térmica	Total
Capacidad instalada (MW)	427	938	4.107	5.472	382	938	4.107	5.426	+12%	-	+0%	+1%
Capacidad nueva (%)	100%	-	33%	32%	100%	-	33%	32%	-	-	+0%	+1%
Participación de mercado (%)	1,0%	2,1%	9,4%	12,5%	0,9%	2,2%	9,6%	12,6%	+0%	-0%	-0%	-0%
Nueve meses												
Generación neta (GWh)	1.244	1.027	13.806	16.077	839	1.641	14.467	16.947	+48%	-37%	-5%	-5%
Volumen vendido (GWh)	1.254	1.027	14.376	16.657	844	1.641	15.054	17.539	+49%	-37%	-5%	-5%
Precio promedio (US\$/MWh)	70	22	40	41	72	15	35	35	-3%	+48%	+15%	+18%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	54	10	24	26	62	6	22	22	-13%	+75%	+10%	+14%
Tercer trimestre												
Generación neta (GWh)	420	249	4.752	5.421	337	540	5.074	5.951	+25%	-54%	-6%	-9%
Volumen vendido (GWh)	428	249	4.908	5.585	340	540	5.280	6.161	+26%	-54%	-7%	-9%
Precio promedio (US\$/MWh)	70	27	42	43	72	17	35	36	-3%	+56%	+18%	+21%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	54	9	25	27	54	6	22	23	-0%	+50%	+12%	+17%

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

Los **costos operativos** netos, excluyendo depreciaciones y amortizaciones, aumentaron 14% interanual a US\$98 millones en el 3T25, principalmente por mayores compras de gas para autoabastecimiento en CTLL y costos de mantenimiento, parcialmente compensados por menores gastos de personal y seguros. En comparación con el 2T25, los costos operativos aumentaron 17%, por mayores compras de gas, parcialmente compensadas por una baja en los costos de mantenimiento.

Los **otros ingresos y egresos operativos** netos se redujeron a cero vs. una pérdida de US\$2 millones 3T24, debido a menores impuestos a las transacciones financieras, compensado por mayores reparaciones, neto de recupero de seguros.

Los **resultados financieros** del 3T25 reflejaron una pérdida neta de US\$3 millones, comparado con una ganancia de US\$12 millones en 3T24, debido a menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensadas por mayores ingresos por intereses.

Reconciliación del EBITDA ajustado de generación, en US\$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	245	153	78	74
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	87	71	27	31
EBITDA contable	332	224	105	105
Eliminación de resultado por VPP de CTB	(5)	28	2	(10)
Eliminación de intereses comerciales a CAMMESA	(4)	(28)	(2)	(2)
Ajuste sobre desvalorización de crédito con CAMMESA	-	32	-	-
Eliminación de activación de PPE en gastos	-	2	-	1
Eliminación de provisión de hidros	-	5	-	2
EBITDA de CTB, a nuestra tenencia del 50%	39	41	15	16
EBITDA ajustado de generación	362	304	120	112

El **EBITDA ajustado** del segmento de generación fue de US\$120 millones (+8% vs. 3T24, +7% vs. 2T25), explicado por la gestión del gas propio durante el invierno, la incorporación de PEPE 6 y la remuneración fija estacional adicional de los ciclos abiertos *spot*. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un menor despacho. El EBITDA ajustado excluye ítems no operativos, extraordinarios y *non-cash*, y considera la tenencia del 50% en CTB, que devengó US\$15 millones en 3T25 (similar vs. 3T24, +74% vs. 2T25). En comparación con el 2T25, la mejora en el EBITDA se explicó por la remuneración adicional a la potencia *spot* y mayores ventas al segmento industrial.

Finalmente, las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB, fueron de US\$18 millones en 3T25 vs. US\$24 millones del 3T24, destinadas principalmente a mantenimiento.

2.3 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	329	394	-16%	115	140	-18%
<i>Ventas en el mercado local</i>	190	247	-23%	59	92	-35%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	139	147	-5%	56	48	+15%
Costo de ventas	(319)	(361)	-12%	(113)	(135)	-16%
Resultado bruto	10	33	-70%	2	5	-60%
Gastos de comercialización	(9)	(9)	-	(3)	(3)	-
Gastos de administración	(5)	(5)	-	(2)	(2)	-
Otros ingresos operativos	19	11	+73%	-	3	-100%
Otros egresos operativos	(8)	(5)	+60%	(3)	(2)	+50%
Resultado operativo	7	25	-72%	(6)	1	NA
Ingresos financieros	27	-	NA	-	-	NA
Gastos financieros	-	(3)	-100%	-	(1)	-100%
Otros resultados financieros	4	4	-	1	3	-67%
Resultados financieros, netos	31	1	NA	1	2	-50%
Resultado antes de impuestos	38	26	+46%	(5)	3	NA
Impuesto a las ganancias	(11)	7	NA	3	4	-25%
Resultado del período	27	33	-18%	(2)	7	NA
EBITDA ajustado	(6)	28	NA	(5)	2	NA
Altas de PPE	14	4	+250%	8	1	NA
Depreciaciones y amortizaciones	4	3	+33%	1	1	-

Reconciliación del EBITDA ajustado de petroquímica, en US\$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	7	25	(6)	1
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	4	3	1	1
EBITDA contable	11	28	(5)	2
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(0)	(0)	(0)
Eliminación de ajuste por contingencias	(17)	-	-	-
EBITDA ajustado de petroquímica	(6)	28	(5)	2

El **EBITDA ajustado** de petroquímica registró una pérdida de US\$5 millones en 3T25, en comparación con una ganancia de US\$2 millones en el 3T24, explicado principalmente por una menor demanda local de estireno y de bases octánicas y una baja en los precios internacionales de referencia. En menor medida, también impactó la ganancia extraordinaria de US\$3 millones registrada en el 3T24 por la liquidación de exportaciones a un dólar diferencial, así como la parada de la planta de poliestireno durante el 3T25. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento en las exportaciones de productos de la reforma y menores costos de insumos. La caída frente al EBITDA del 2T25 responde principalmente al menor margen de la Reforma por procesamiento de nafta virgen importada y la menor demanda local de bases octánicas.

El **volumen** total comercializado alcanzó 122 mil ton (-4% vs. 3T24, -2% vs. 2T25), explicado por la menor demanda doméstica, parcialmente compensado por un incremento en las exportaciones de aromáticos y estireno.

Los **resultados financieros** arrojaron una ganancia de US\$1 millón (-50% vs. 3T24, -75% vs. 2T25), principalmente por pérdidas en la tenencia de derivados.

Finalmente, las **inversiones de capital** fueron de US\$8 millones en 3T25 vs. US\$1 millón del 3T24, destinadas principalmente a tareas de mantenimiento.

Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno ¹	Caucho sintético	Reforma y otros	
Nueve meses				
Volumen vendido 2025 (miles de ton)	62	31	238	331
Volumen vendido 2024 (miles de toneladas)	64	33	251	349
Variación 2025 vs. 2024	-4%	-8%	-5%	-5%
Precio promedio 2025 (US\$/ton)	1.514	1.679	770	993
Precio promedio 2024 (US\$/ton)	1.804	1.841	861	1.128
Variación 2025 vs. 2024	-16%	-9%	-11%	-12%
Tercer trimestre				
Volumen vendido 3T25 (miles de ton)	20	11	91	122
Volumen vendido 3T24 (miles de toneladas)	22	11	94	128
Variación 3T25 vs. 3T24	-10%	-3%	-3%	-4%
Precio promedio 3T25 (US\$/ton)	1.496	1.561	741	937
Precio promedio 3T24 (US\$/ton)	1.825	1.926	822	1.092
Variación 3T25 vs. 3T24	-18%	-19%	-10%	-14%

Nota: 1 Incluye Propileno.

2.4 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	18	29	-38%	6	19	-68%
Costo de ventas	-	(5)	-100%	-	(5)	-100%
Resultado bruto	18	24	-25%	6	14	-57%
Gastos de comercialización	(1)	-	NA	-	-	NA
Gastos de administración	(35)	(38)	-8%	(15)	(19)	-21%
Otros ingresos operativos	8	4	+100%	3	3	-
Otros egresos operativos	(29)	(34)	-15%	(7)	(6)	+17%
Resultado por venta de inversiones en sociedades	-	7	-100%	-	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	94	129	-27%	27	52	-48%
Resultado operativo	55	92	-40%	14	44	-68%
Gastos financieros	(38)	(24)	+58%	(19)	(9)	+111%
Otros resultados financieros	77	25	+208%	38	18	+111%
Resultados financieros, netos	39	1	NA	19	9	+111%
Resultado antes de impuestos	94	93	+1%	33	53	-38%
Impuesto a las ganancias	8	(12)	NA	(5)	(5)	-
Resultado del período	102	81	+26%	28	48	-42%
EBITDA ajustado	125	112	+11%	36	43	-16%
Altas de PPE	7	4	+83%	3	2	+26%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA

En holding y otros, excluyendo los VPPs de nuestras afiliadas TGS y Transener, el **margen operativo** del segmento registró una pérdida de US\$13 millones en el 3T25, comparado con la pérdida de US\$8 millones en 3T24, principalmente por mayores costos laborales y honorarios, sumado a la contribución de OCP Ecuador, que aportó US\$8 millones de ganancia operativa tras su breve consolidación contable en el 3T24. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ingresos por *fees*.

Los **resultados financieros** del 3T25 mostraron una ganancia neta de US\$19 millones (+111% vs. 3T24, +46% vs. 2T25), debido a ganancias por diferencia de cambio, producto de una mayor devaluación del AR\$ sobre la posición neta pasiva en esa moneda, parcialmente compensadas por mayores intereses vinculados a contingencias fiscales.

Reconciliación del EBITDA ajustado de holding y otros, en US\$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	55	92	14	44
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	-	-	-	-
EBITDA contable	55	92	14	44
Eliminación de resultados por VPP	(94)	(129)	(27)	(52)
Eliminación de intereses comerciales ganados	-	(0)	-	(0)
Eliminación de provisión por laudo en Río Nuquén	-	16	-	-
Eliminación venta de inversiones en sociedades	-	(7)	-	-
Eliminación costos de arbitraje en OCP	8	-	-	-
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	115	113	36	40
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	41	26	14	11
EBITDA ajustado de holding y otros	125	112	36	43

El **EBITDA ajustado** del segmento de holding y otros excluye ítems no operativos, extraordinarios y *non-cash*, e incluye el EBITDA correspondiente a nuestras participaciones accionarias en TGS y Transener. La ganancia de US\$36 millones en 3T25 (-16% vs. 3T24, +3% vs. 2T25), responde principalmente a mayores gastos corporativos y menor contribución de TGS, parcialmente compensado por el desempeño de Transener.

En **TGS**, el EBITDA ajustado atribuible a nuestra tenencia fue de US\$36 millones en 3T25, en comparación con US\$40 millones en 3T24, explicado por una menor contribución de las tarifas reguladas, ya que el aumento del 5% en el trimestre quedó rezagado por la inflación (6%) y la devaluación (15%). Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores exportaciones de líquidos y ventas domésticas de etano.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia alcanzó los US\$14 millones en 3T25 vs. US\$11 millones en 3T24, impulsado por incrementos tarifarios (19%), que superaron tanto la inflación (6%) como la devaluación (15%).

3. Estado de caja y deuda financiera

Al 30 de septiembre de 2025, 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	881	873	444	444	(437)	(429)
Petroquímica	0	0	-	-	(0)	(0)
Holding y otros	-	-	-	-	-	-
Petróleo y gas	-	-	1.311	1.311	1.311	1.311
Total bajo NIIF/Grupo Restringido	881	873	1.755	1.755	874	882
Afiliadas a nuestra participación ²	198	198	244	244	46	46
Total con afiliadas	1.079	1.071	1.999	1.999	920	928

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

3.1 Operaciones de deuda

Durante el 3T25, Pampa emitió la ON Clase 25 por US\$105 millones, con vencimiento en una única cuota el 6 de agosto de 2028 y una tasa fija anual del 7,25%, pagadera en forma semestral. Además, Pampa tomó prefinanciaciones de exportaciones que, netas de cancelaciones, totalizaron US\$50 millones.

Al 30 de septiembre de 2025, el endeudamiento financiero de Pampa bajo NIIF alcanzó los US\$1.755 millones, una reducción del 16% respecto del cierre de 2024, explicado principalmente por la cancelación anticipada de las ON 2027 y ON 2029 con fondos obtenidos en la emisión de la ON 2034. Sin embargo, la deuda neta aumentó a US\$874 millones, impulsada por mayores desembolsos para el desarrollo de Rincón de Aranda, recompras de acciones propias y un incremento en el requerimiento de garantías vinculadas a la cobertura de precio del crudo.

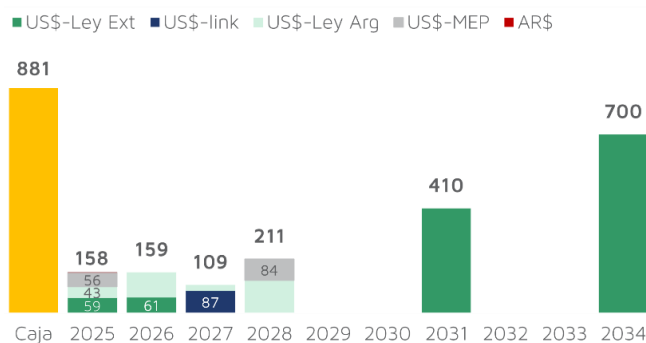
Luego del cierre de trimestre, se cancelaron las prefinanciaciones de exportaciones por US\$47 millones, y fueron liberadas las garantías de OCP Ecuador por US\$84 millones, disminuyendo la deuda neta a US\$790 millones y el ratio de endeudamiento neto a 1,1x.

Del total de la deuda bruta al 30 de septiembre de 2025, el 92% corresponde a instrumentos emitidos en el mercado de capitales y el 8% restante a financiamiento bancario. El detalle es el siguiente:

Tipo de deuda	Moneda	Legislación	Monto en millones de US\$	% sobre deuda bruta total	Tasa promedio	Vida promedio
Adelantos	AR\$	Argentina	0,1	0%	45,0%	0,0
Prefinanciación de exportaciones	US\$	Argentina	50	3%	6,9%	0,2
Préstamos	US\$	Argentina	85	5%	4,7%	1,3
ON	US\$ MEP	Argentina	140	8%	5,4%	1,8
	US\$	Argentina	156	9%	6,8%	2,1
	US\$-link	Argentina	87	5%	0,0%	2,2
	US\$	Extranjera	1.230	70%	8,1%	7,3
Total			1.747	100%		5,6
US\$			1.660	95%	7,5%	5,8
AR\$			87	5%	0,1%	2,2

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

Gracias a la gestión activa de pasivos, Pampa continuó fortaleciendo su perfil de vencimientos, extendiendo la vida promedio de la deuda a 5,6 años. A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras al cierre del 3T25, en US\$ millones:



Nota: Sólo considera Pampa consolidada bajo NIIF, no incluye afiliadas TGS, Transener y CTBSA. La caja incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado

Respecto de las afiliadas, CTEB canceló préstamos bancarios por US\$15 millones, mientras que TGS extendió vencimientos por US\$26 millones y obtuvo nuevos préstamos por US\$19 millones.

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 emitido	Monto neto residual	Cupón
En US\$-Ley Extranjera					
Pampa	ON Clase 9 a la par y tasa fija	2026	293	120	9,5%
	ON Clase 21 a descuento y tasa fija	2031	410	410	7,95%
	ON Clase 23 a descuento y tasa fija	2034	700	700	7,875%
TGS ¹	ON a descuento y tasa fija	2031	490	490	8,5%
En US\$-Ley Argentina					
Pampa	ON Clase 20	2026	108	51	6%
Pampa	ON Clase 25	2028	105	105	7,25%
En US\$-link					
Pampa	ON Clase 13	2027	98	87	0%
CTEB ¹	ON Clase 9	2026	50	40	0%
En US\$-MEP					
Pampa	ON Clase 16	2025	56	56	4,99%
	ON Clase 22	2028	84	84	5,75%

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

3.3 Calificación crediticia

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional
Pampa	S&P	B-, bb- (stand-alone)	na
	Moody's	B2	na
	FitchRatings	B-	AAA (largo plazo) ¹ A1+ (corto plazo) ¹
TGS	S&P	B-, b+ (stand-alone)	na
	FitchRatings	B-	na
Transener	FitchRatings	na	A+ (largo plazo) ¹
CTEB	FitchRatings	na	AA+ 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 2025				Nueve meses 2024			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ⁴	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	298	1.311	(38)	100,0%	310	1.029	71
Subtotal petróleo y gas		298	1.311	(38)		310	1.029	71
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	6	(0)	3	61,0%	2	(0)	0
Los Nihuiles	52,0%	(2)	(0)	(3)	52,0%	(2)	(0)	(1)
VAR	100,0%	12	(0)	3	100,0%	14	(0)	9
CTBSA		77	160	10		81	203	(56)
Ajuste participación no controladora		(39)	(80)	(5)		(41)	(101)	28
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	39	80	5	50,0%	41	101	(28)
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		307	(437)	117		249	(419)	347
Subtotal generación		362	(357)	125		304	(317)	328
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	(6)	(0)	27	100,0%	28	-	33
Subtotal petroquímica		(6)	(0)	27		28	-	33
Segmento de holding y otros								
Transener		154	(61)	92		100	(68)	47
Ajuste participación no controladora		(113)	45	(68)		(74)	50	(34)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	41	(16)	24	26,3%	26	(18)	12
TGS		437	(65)	199		436	(92)	229
Ajuste participación no controladora		(322)	47	(147)		(323)	68	(170)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	115	(17)	52	25,9%	113	(24)	59
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		(31)	-	25		(28)	(71)	9
Subtotal holding y otros		125	(34)	102		112	(113)	81
Eliminaciones		-	(46)	-		-	(60)	-
Total consolidado		779	874	216		754	539	513
A nuestra tenencia accionaria		777	928	216		754	604	513

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

4.2 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	3T25				3T24			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ³	Resultado neto ⁴	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ³	Resultado neto ⁴
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	171	1.311	(9)	100,0%	122	1.029	(4)
Subtotal petróleo y gas		171	1.311	(9)		122	1.029	(4)
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	2	(0)	32	61,0%	(0)	(0)	0
Los Nihules	52,0%	(1)	(0)	(3)	52,0%	(1)	(0)	0
VAR	100,0%	4	(0)	32	100,0%	4	(0)	2
CTBSA		30	160	(4)		31	203	26
Ajuste participación no controladora		(15)	(80)	2		(16)	(101)	(13)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	15	80	(2)	50,0%	16	101	13
Pampa individual, otras compañías y ajustes ²		101	(437)	(53)		93	(419)	80
Subtotal generación		120	(357)	6		112	(317)	95
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	(5)	(0)	(2)	100,0%	2	-	7
Subtotal petroquímica		(5)	(0)	(2)		2	-	7
Segmento de holding y otros								
Transener		52	(61)	31		43	(68)	20
Ajuste participación no controladora		(38)	45	(23)		(31)	50	(14)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	14	(16)	8	26,3%	11	(18)	5
TGS		132	(65)	71		155	(92)	62
Ajuste participación no controladora		(97)	47	(52)		(115)	68	(46)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	36	(17)	19	25,9%	40	(24)	16
Pampa individual, otras compañías, y ajustes ²		(13)	-	1		(8)	(71)	27
Subtotal holding y otros		36	(34)	28		43	(113)	48
Eliminaciones		-	(46)	-		-	(60)	-
Total consolidado		322	874	23		279	539	146
A nuestra tenencia accionaria		322	928	23		279	604	146

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

4.3 Estado de situación patrimonial consolidado

En US\$ millones	Al 30.09.2025	Al 31.12.2024
ACTIVO		
Propiedades, planta y equipo	3.053	2.607
Activos intangibles	89	95
Derechos de uso	43	11
Activo por impuesto diferido	21	157
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	1.000	993
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	32	27
Créditos por ventas y otros créditos	48	75
Total del activo no corriente	4.286	3.965
Inventarios	256	223
Inversiones a costo amortizado	-	80
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	470	850
Instrumentos financieros derivados	30	1
Créditos por ventas y otros créditos	784	488
Efectivo y equivalentes de efectivo	411	738
Total del activo corriente	1.951	2.380
Total del activo	6.237	6.345
PATRIMONIO		
Capital social	36	36
Ajuste de capital	191	191
Prima de emisión	516	516
Ajuste de capital de acciones propias en cartera	1	1
Costo de acciones propias en cartera	(23)	(7)
Reserva legal	44	44
Reserva facultativa	2.399	1.657
Otras reservas	(13)	(13)
Otro resultado integral	100	119
Resultados no asignados	182	742
Patrimonio atribuible a los propietarios	3.433	3.286
Participación no controladora	9	9
Total del patrimonio	3.442	3.295
PASIVO		
Provisiones	107	137
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	317	75
Pasivo por impuesto diferido	67	49
Planes de beneficios definidos	29	30
Préstamos	1.473	1.373
Deudas comerciales y otras deudas	75	84
Total del pasivo no corriente	2.068	1.748
Provisiones	7	10
Pasivo por impuesto a las ganancias	15	257
Cargas fiscales	36	30
Planes de beneficios definidos	5	7
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	31	39
Préstamos	282	706
Deudas comerciales y otras deudas	351	253
Total del pasivo corriente	727	1.302
Total del pasivo	2.795	3.050
Total del pasivo y del patrimonio	6.237	6.345

4.4 Estado de resultados consolidado

En US\$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Ingresos por ventas	1.491	1.441	591	540
<i>Ventas en el mercado local</i>	<i>1.207</i>	<i>1.207</i>	<i>457</i>	<i>465</i>
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	<i>284</i>	<i>234</i>	<i>134</i>	<i>75</i>
Costo de ventas	(1.000)	(930)	(375)	(365)
Resultado bruto	491	511	216	175
Gastos de comercialización	(69)	(57)	(26)	(21)
Gastos de administración	(131)	(139)	(47)	(56)
Otros ingresos operativos	85	116	32	33
Otros egresos operativos	(62)	(72)	(22)	(20)
Deterioro de activos financieros	(5)	(56)	(3)	-
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios	(8)	(19)	(7)	(19)
Rdo. por part. en negocios conjuntos y asociadas	101	101	25	62
Rdo. por venta de participación en sociedades	-	7	-	-
Resultado operativo	402	392	168	154
Ingresos financieros	42	4	7	2
Gastos financieros	(151)	(137)	(52)	(43)
Otros resultados financieros	137	114	15	40
Resultados financieros, neto	28	(19)	(30)	(1)
Resultado antes de impuestos	430	373	138	153
Impuesto a las ganancias	(214)	140	(115)	(7)
Resultado del período	216	513	23	146
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>216</i>	<i>513</i>	<i>23</i>	<i>146</i>
<i>Atribuible a la part. no controladora</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Resultado por acción para los accionistas	0,2	0,4	0,0	0,1
Resultado por ADR para los accionistas	4,0	9,4	0,4	2,7
Promedio de acciones en circulación ¹	1.360	1.360	1.360	1.360
Acciones en circulación al final del período ¹	1.360	1.360	1.360	1.360

Nota: 1 Considera las acciones destinadas al Plan de compensación del personal, que ascendían a 3,9 millones de acciones tanto al 30 de septiembre de 2024 y 2025. 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	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2025	2024	2025	2024
ACTIVIDADES OPERATIVAS				
Ganancia del período	216	513	23	146
Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo de las actividades operativas	407	140	244	93
Cambios en activos y pasivos operativos	(133)	(367)	76	(17)
<i>Aumento de créditos por ventas y otros créditos</i>	(219)	(458)	35	(26)
<i>Aumento de inventarios</i>	(34)	(33)	(14)	(3)
<i>Aumento de deudas comerciales y otras deudas</i>	94	80	29	(1)
<i>Aumento de remuneraciones y cargas sociales</i>	2	15	12	12
<i>Pagos de planes de beneficios definidos</i>	(2)	(2)	(1)	(1)
<i>Aumento de cargas fiscales</i>	25	34	12	4
<i>Disminución de provisiones</i>	(7)	(3)	(3)	(2)
<i>Cobros por instrumentos financieros derivados, neto</i>	8	-	6	-
Flujos generados por (aplicados a) las actividades operativas	490	286	343	222
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN				
Pago por adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(751)	(350)	(307)	(90)
Pago por adquisiciones de activos intangibles	-	-	-	3
Cobro por ventas (Pago por compras) de títulos de deuda y acciones, neto	376	(26)	60	(112)
(Rescate) Suscripción de fondos comunes de inversión, neto	11	(1)	15	-
Integración de capital en sociedades	(41)	-	-	23
Pago por adquisiciones de sociedades	-	(48)	-	(48)
Pago por derecho de uso	-	-	-	13
Cobro por ventas de participaciones en sociedades	1	18	1	-
Cobro por recompra de acciones en negocios conjuntos	-	37	-	-
Cobro por ventas de activos intangibles	9	-	6	-
Cobro de dividendos	25	8	25	-
Cobro por ventas de participaciones en áreas	2	-	-	-
Incorporación de efectivo por compra de subsidiaria	-	71	-	71
Flujos generados por (aplicados a) las actividades de inversión	(368)	(291)	(200)	(140)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN				
Toma de préstamos	554	710	174	404
Pago de préstamos	(128)	(94)	(20)	(25)
Pago de intereses de préstamos	(122)	(118)	(21)	(35)
Pago por recompra y rescate de ON	(726)	(329)	(1)	(254)
Pago por adquisiciones de acciones propias	(16)	-	(16)	-
Pago por arrendamientos	(11)	(3)	(9)	(1)
Flujos (aplicados a) generados por las actividades de financiación	(449)	166	107	89
(Disminución) Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(327)	161	250	171
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	738	171	161	161
(Disminución) Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(327)	161	250	171
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	411	332	411	332

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	HIDISA	HPPL		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB	Eco-Energía	CTEB ¹		
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 nueva (MW)	53	53	81	100	140	-	-	-	428	184	100	-	-	100	100	566	14	279	1.344	1.772
Participación de mercado	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,6%	0,9%	0,6%	3,1%	1,8%	0,8%	0,1%	1,4%	0,2%	0,2%	2,9%	0,03%	1,9%	9,4%	12%
Nueve meses																				
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
Participación de mercado	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,4%	0,2%	0,3%	0,4%	2,1%	3,0%	0,2%	0,0%	0,4%	0,1%	0,1%	6,0%	0,0%	2,9%	12,8%	15,0%
Ventas 2025 (GWh)	159	178	267	226	424	195	366	466	2.281	3.238	379	31	439	114	100	6.850	91	3.135	14.376	16.657
Generación neta 2024 (GWh)	139	144	253	231	72	569	413	659	2.480	3.779	219	43	240	125	103	6.324	54	3.579	14.467	16.947
Variación 2025 vs. 2024	+7%	+23%	+6%	-2%	na	-66%	-11%	-29%	-8%	-14%	-6%	-29%	+83%	-9%	-3%	+3%	-28%	-13%	-5%	-5%
Ventas 2024 (GWh)	147	144	253	231	69	569	413	659	2.485	3.732	473	43	240	125	103	6.644	115	3.579	15.054	17.539
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
Precio prom. 2024 (US\$/MWh)	81	64	64	82	64	14	22	12	34	20	52	27	97	na	na	36	38	30	35	35
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
Margen bruto prom. 2024 (US\$/MWh)	56	65	65	63	60	4	10	4	25	17	21	1	19	na	na	19	11	25	22	22
Tercer trimestre																				
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
Participación de mercado	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,4%	0,1%	0,2%	0,3%	1,7%	3,3%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	5,2%	0,0%	3,4%	12,1%	13,8%
Ventas 3T25 (GWh)	60	62	90	71	145	31	94	124	677	1.278	72	6	41	25	19	2.118	36	1.312	4.907	5.584
Generación neta 3T24 (GWh)	53	52	89	73	69	152	98	290	877	1.370	41	6	69	38	36	2.155	19	1.340	5.074	5.951
Variación 3T25 vs. 3T24	-3%	+20%	+1%	-2%	+108%	-80%	-4%	-57%	-24%	-6%	-57%	-2%	-41%	-32%	-47%	-6%	-4%	-2%	-6%	-9%
Ventas 3T24 (GWh)	59	52	89	73	67	152	98	290	880	1.370	123	6	69	38	36	2.260	39	1.340	5.280	6.161
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
Precio prom. 3T24 (US\$/MWh)	86	64	64	82	64	18	30	13	38	20	75	71	132	na	na	38	37	29	35	36
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
Margen bruto prom. 3T24 (US\$/MWh)	48	50	50	60	59	5	11	5	25	16	34	17	51	na	138	19	1	24	22	23

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** 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		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Gas natural						
El Mangrullo	41,2	48,3	-15%	41,2	47,0	-12%
Sierra Chata	24,8	19,0	+31%	31,0	23,4	+33%
Río Neuquén	8,1	9,5	-15%	7,9	9,8	-20%
Rincón del Mangrullo ¹	1,0	1,3	-22%	0,9	1,1	-21%
Otros	1,0	0,8	+32%	1,2	0,8	+54%
Subtotal de gas natural	76,0	78,8	-4%	82,2	82,1	+0%
Petróleo						
Rincón de Aranda	6,9	0,9	na	14,4	1,2	na
El Tordillo ²	1,5	1,6	-8%	1,6	1,6	-4%
Petróleo asociado ³	1,1	1,3	-17%	1,2	1,3	-8%
Los Blancos	0,1	0,2	-64%	0,1	0,2	-60%
Gobernador Ayala ⁴	-	1,1	-100%	-	1,0	-100%
Subtotal de petróleo	9,6	5,0	+89%	17,3	5,4	+220%
Total	85,5	83,8	+2%	99,5	87,5	+14%

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** Pampa cedió a Pluspetrol su participación del 22,51% de la concesión en octubre de 2024.

5. Glosario de términos

2T25: El segundo trimestre de 2025

3T25/3T24: El tercer trimestre de 2025/Tercer trimestre de 2024

ADR/ADS: American Depositary Receipt

AR\$: Pesos argentinos

Boe: Barriles de petróleo equivalente

ByMA: Bolsas y Mercados Argentinos

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

CTGEB: Central Térmica Genelba

CTIW: Central Térmica Ingeniero White

CTLL: Central Térmica Loma De La Lata

CTP: Central Térmica Piquirenda

CTPP: Central Térmica Parque Pilar

DNU: Decreto de Necesidad y Urgencia del Poder Ejecutivo 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

FRA: Factor de Renta Adaptado

GN: Gas natural

GNL: Gas natural licuado

GPM, ex GPNK: Gasoducto Francisco Pascasio "Perito" Moreno, ex Presidente Nestor Kirchner

GWh: Gigawatt-hora

HIDISA: Hidroeléctrica Diamante S.A.

HINISA: Hidroeléctrica Los Nihules 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

M3: Metros cúbicos

MBTU: Millón de unidad térmica británica

Mcmpd: Millones de metros cúbicos por día

MECON: Ministerio de economía de la Nación

MEM: Mercado eléctrico mayorista

MW/MWh: Megawatt/Megawatt-hora

N.a.: No aplica

NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera

OCP Ecuador: Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador S.A.

ON: Obligaciones Negociables

ON 2027: Obligaciones Negociables con vencimiento en 2027

ON 2029: Obligaciones Negociables con vencimiento en 2029

ON 2034: Obligaciones Negociables con vencimiento en 2034

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

PEA: Parque Eólico Arauco II, etapa 1 y 2

PEPE: Parque Eólico Pampa Energía

Plan Gas: Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU N° 892/20, 730/22 y normas complementarias)

PPA: *Power Purchase Agreement* o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad

Res.: Resolución/Resoluciones

RMA: Renta Marginal Adaptada

SE: Secretaría de Energía de la Nación

TCN: Tipo de cambio nominal

TG: Turbina a gas

TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.

Ton: Tonelada métrica

TPF: 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.

TV: Turbina a vapor

US\$: Dólares estadounidenses

US\$-link: Instrumento cuyo rendimiento está intrínsecamente ligado a la cotización del US\$ BCRA 3500

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

VPP: Valor Patrimonial Proporcional