

Presentación de resultados

Resultados consolidados del
primer trimestre de 2026

12 de mayo de 2026



Presentación de resultados 1T26

Buenos Aires, **12 de mayo**, Central Puerto S.A ("Central Puerto" o la "Compañía") (NYSE: CEPU; BYMA: CEPU), la mayor empresa privada de generación eléctrica de Argentina, informa sus resultados financieros del **primer trimestre de 2026 ("1T26")**, finalizado el 31 de marzo de 2026.

Mañana, 13 de mayo, se celebrará una conferencia telefónica para discutir los resultados de este trimestre a las **11:00 AM ET hora del Este (12:00 PM BAT)**. El acceso al **webcast está disponible en nuestra página web**.

Proyectos de desarrollo empresarial y actualización de eventos

- **Cambio en la moneda funcional:** A 31 de diciembre de 2025, el Grupo concluyó que los cambios en las condiciones económicas subyacentes que afectan a las operaciones de la Compañía — incluyendo modificaciones en el marco regulatorio del mercado eléctrico argentino que resultaron en que una parte significativa de los ingresos se denominara en dólares estadounidenses — apoyaban un cambio en la moneda funcional de la Compañía de pesos argentinos a dólares estadounidenses. El cambio rige desde el 1 de enero de 2026 y se contabiliza prospectivamente de acuerdo con la NIC 21 "Los efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera." La moneda funcional de la Compañía al 31 de diciembre de 2025 seguía siendo el peso argentino y, en consecuencia, no se realizaron ajustes en los estados financieros a esa fecha. Aunque la moneda funcional del Grupo es ahora el dólar estadounidense, los pesos argentinos siguen siendo su moneda de presentación conforme a la normativa CNV. En consecuencia, los estados financieros consolidados condensados a 31 de marzo de 2026 se tradujeron en pesos argentinos utilizando el tipo de cambio de cierre de ARS 1.382 por USD 1, tras la adopción anticipada de las enmiendas de la NIC 21 relacionadas con la traducción a una moneda de presentación hiperinflacionaria. La información financiera comparativa permanece en moneda constante de poder adquisitivo para los respectivos periodos comparativos.
- **Extensión de la concesión de Piedra del Águila hasta enero de 2056:** En enero de 2026, la empresa completó la adquisición del 100% de Piedra del Águila Hidroeléctrica Argentina S.A. ("PDAHA"), la nueva subsidiaria concesionaria del Complejo Hidroeléctrico de Piedra del Águila, por US\$ 245 MM como parte del proceso de privatización hidroeléctrica del gobierno argentino. Tras el pago y la finalización de todas las condiciones de transferencia, el acuerdo de concesión fue ratificado por un plazo de 30 años y PDAHA asumió las operaciones del complejo el 9 de enero de 2026.
- **Adquisición de activos de petróleo y gas para des-risear Vaca Muerta:** El 12 de abril de 2026, la Compañía adquirió el 100% de las acciones de Patagonia Energy S.A., que poseía la concesión de hidrocarburos de Aguada del Chivato y Aguada Bocarey, ubicado en la cuenca del Neuquén, por US\$ 50 millones MM.
- **Capacidad de transporte de gas natural adjudicada:** En el marco de dos procesos de licitación abierta, el 15 de abril de 2026 Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS") adjudicó servicios firmes de transporte de gas natural para CEPU por un importe de 436.804 m³/día (gasoducto Perito Moreno) y 428.199 m³/día (gasoducto Neu-Ba), por un plazo de 30 años por US\$ 30,7 MM y AR\$ 9.341 MM, respectivamente, a pagar en cuatro cuotas (mayo, septiembre y diciembre de 2026, y abril de 2027).
- **Ciclo combinado del brigadier López:** El activo alcanzó la fecha de operación comercial (COD) en enero de 2026.
- **Actualización de mantenimiento:** Se espera que la máquina LDCU GT26 (47 MW) de Luján de Cuyo vuelva al servicio en la segunda mitad de 2026.

Aspectos financieros y operativos destacados del primer trimestre de 2026

- El EBITDA ajustado en el primer trimestre de 2026 (1T26) fue de US\$ 120,0 MM, lo que representa un aumento del 41,6% frente a los US\$ 84,7 MM en el cuarto trimestre de 2025 (4T25) y un incremento del 33,4% frente a los US\$ 89,9 MM en el primer trimestre de 2025 (1T25). El aumento trimestral se explicó principalmente por mayores volúmenes de generación de unidades térmicas spot tras la implementación de la Resolución SE 400/25, la puesta en operación de la unidad de ciclo combinado Brigadier López, mayores volúmenes térmicos contratados bajo acuerdos MAT/PPA, los efectos de valor razonable asociados a adquisiciones y activos biológicos que afectaron negativamente al 4T25, menores gastos financieros derivados de la apreciación de la moneda en el trimestre, y Impuesto a las Ganancias positivo.
- Los volúmenes totales de generación en el 1T26 alcanzaron los 5.420 GWh, lo que representa un aumento del 54,2% respecto al 4T25 (3.515 GWh) y una disminución del 5,4% respecto al 1T25 (5.731 GWh). El crecimiento trimestral se debió principalmente a la normalización de las operaciones de ciclo combinado en Puerto Central y Central Costanera y al inicio de la operación comercial del ciclo combinado de Brigadier López. La variación interanual continuó viéndose afectada por una menor hidrología en Piedra del Águila (-37% interanual para el activo) y una menor generación renovable a partir de recursos eólicos en ciertos activos.
- Los ingresos por ventas en el primer trimestre de 2026 ascendieron a US\$ 248,6 MM, lo que representa un aumento del 43,8% respecto al trimestre de 2025 (US\$ 172,8 MM) y un incremento del 26,7% frente al primer trimestre de 2025 (US\$ 196,2 MM). Las ventas de energía representaron el 93,8% de los ingresos totales durante el trimestre. El crecimiento de los ingresos se debió principalmente a una mayor generación térmica enviada al mercado spot, un aumento de la generación térmica contratada bajo acuerdos MAT y PPA, y una mayor participación de los ingresos denominados en dólares estadounidenses tras la implementación de la Resolución SE 400/25.
- Las inversiones durante el primer trimestre de 2026 alcanzaron aproximadamente US\$ 311,0 MM, principalmente relacionados con el pago de la concesión de Piedra del Águila y los pagos asociados a los proyectos de Almacenamiento en Baterías (BESS) de Puerto Central y Costanera Central, así como con trabajos de mantenimiento.
- A 31 de marzo de 2026, el saldo total de deuda bruta pendiente ascendía a aproximadamente US\$ 539,2 MM, mientras que la deuda financiera neta ascendía a aproximadamente US\$ 390,8 MM. El ratio de apalancamiento neto se situó en 1.06 x EBITDA ajustado (1T26 LTM EBITDA ajustado de US\$ 367,2 MM).
- El crédito pendiente del programa FONINVEMEM ascendía a US\$ 105,8 MM al 31 de marzo de 2026, y se continuará cobrando en cuotas mensuales hasta mayo de 2028.
- **Licitación en curso de Alma SADI para Baterías de almacenamiento de energía eléctrica (BESS) – 2T26**
El Ministerio de Comercio lanzó la convocatoria para proyectos de almacenamiento de energía eléctrica utilizando Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) (Res. SE No. 50/26). El proceso prevé la adjudicación de hasta 700 MW de capacidad, distribuida según regiones y nodos definidos por CAMMESA. La presentación de ofertas está programada para el 27 de mayo de 2026, con una concesión estimada para el 8 de julio.

A. Resumen del mercado eléctrico

Durante el primer trimestre de 2026, la demanda eléctrica argentina totalizó aproximadamente 36.828 GWh, reflejando dinámicas de consumo mixtas a lo largo del trimestre. La demanda de enero alcanzó los 13.133 GWh, disminuyendo un 3,5% interanual debido a temperaturas más suaves en verano y menor consumo residencial. La demanda de febrero disminuyó un 8,9% interanual hasta 11.759 GWh, mientras que la demanda de marzo se recuperó moderadamente, aumentando un 2,4% interanual hasta 11.936 GWh. La demanda estacionalizada representó aproximadamente entre el 72% y el 76% del consumo total durante el trimestre, mientras que los grandes usuarios industriales (GUMA/GUME/GUDI) continuaron representando aproximadamente entre el 25% y el 28% de la demanda total.

El suministro total de electricidad alcanzó aproximadamente 38.468 GWh durante el primer trimestre de 2026. La generación térmica siguió siendo la principal fuente de suministro, contribuyendo cerca del 60% de la generación total. La generación renovable continuó su tendencia de expansión, con un aumento del 5,2% interanual en enero y un 18,3% en marzo, impulsado principalmente por una mayor generación eólica y solar. La penetración de renovables bajo las leyes N° 26.190 y N° 27.191 alcanzó el 18,8% en enero y aumentó al 20,4% en marzo. La generación hidroeléctrica se mantuvo por debajo de los niveles del año anterior debido a la menor disponibilidad de hidroeléctrica, mientras que las importaciones disminuyeron significativamente interanualmente, reflejando una mayor disponibilidad local de generación y una menor dependencia del suministro externo.

La capacidad instalada se mantuvo estable durante el trimestre en aproximadamente 44,3-44,5 GW. Las tecnologías térmicas representaban aproximadamente el 57% de la capacidad instalada, mientras que las fuentes renovables, incluidas las grandes centrales hidroeléctricas, representaban aproximadamente el 39%. Las plantas de ciclo combinado continuaron representando la mayor parte de la capacidad instalada, sumando aproximadamente 15,5 GW. La disponibilidad térmica se mantuvo fuerte durante el trimestre, con una media de aproximadamente un 83%-86%, con una disponibilidad de plantas en ciclos combinados superior al 92%, apoyando la fiabilidad del sistema y la flexibilidad operativa.

El gas natural continuó como principal combustible para generación térmica en Argentina en 1T26, representando aproximadamente entre el 98% y el 99% del consumo de combustibles térmicos. El consumo medio de gas natural alcanzó 52,9 MMm³/d en enero, 56,0 MMm³/d en febrero y 50,2 MMm³/d en marzo. La participación de gas natural local aumentó significativamente en comparación con los niveles de años anteriores, mientras que el consumo de combustibles alternativos como el fuel oil y el gas oil bajó debido a la mejora en la disponibilidad de gas y a la menor demanda general.

En cuanto a los precios, los precios medios del mercado spot se mantuvieron relativamente estables durante todo el primer trimestre de 2026. El precio medio del mercado spot alcanzó 64,6 US\$/MWh en enero y marzo, el costo marginal operativo 55,1 US\$/MWh en enero y 62 US\$/MWh en marzo.

Fuente: CAMMESA

B. Volúmenes operativos de Puerto Central

La generación de Central Puerto en 1T26 alcanzó los 5.420 GWh, lo que representa un aumento del 54% respecto al 4T25 y una disminución del 5% respecto al 1T25. La generación spot totalizó 3.346 GWh durante el 1T26, aumentando un 58% respecto al 4T25, impulsado principalmente por un mayor despacho en ciclos combinados. La generación contratada alcanzó 2.073 GWh durante el trimestre, aumentando un 48% interanual y un 19% interanual, respaldados por mayores volúmenes contraídos térmicos y una producción renovable estable. El aumento trimestral en los volúmenes spot se explicó principalmente por una mayor disponibilidad y despacho de unidades de ciclo combinado en Puerto Central y Central Costanera. Además, la operación comercial del ciclo combinado del Brigadier López añadió volúmenes de generación contratados en enero de 2026. En términos interanuales, el rendimiento de la generación se vio principalmente afectado por la menor generación hidroeléctrica en Piedra del Águila debido a la reducción de los caudales de agua y la menor generación eólica en ciertos activos renovables.

La participación en el mercado de Puerto Central en SADI alcanzó el 16,3% en 1T26, frente al 11,4% en 4T25 y el 16,8% en 1T25.

La disponibilidad media térmica alcanzó el 76% durante el trimestre, en comparación con el 75% en el 4T25 y el 79% en el 1T25. La disponibilidad media de ciclos combinados mejoró al 81% durante el primer trimestre de 2026 frente al 76% en el 4T25, mientras que la disponibilidad de TV/TG alcanzó el 68%.

Generación (en GWh)		1Q 2026	4T. 2025	1Q 2025	Δ% q/q	Δ% interanual
Generación por planta	GWh	5.420	3.515	5.731	54.2%	-5.4%
Central Costanera	Térmico	1.486	833	1.612	78.3%	-7.8%
Central Puerto	Térmico	1.546	541	1.544	185.6%	0.2%
Piedra del Águila	Hidro	501	488	791	2.7%	-36.7%
Luján de Cuyo ⁽¹⁾	Térmico	636	433	776	46.9%	-18.1%
San Lorenzo	Térmico	580	620	550	-6.4%	5.5%
Brigadier López	Térmico	149	22	7	564.8%	2082.8%
Genoveva I	Eólico	62	99	85	-37.8%	-27.2%
Genoveva II	Eólico	26	46	41	-43.9%	-36.1%
La Castellana I	Eólico	101	108	99	-6.8%	1.4%
La Castellana II	Eólico	17	18	17	-5.9%	0.2%
Aquiras I	Eólico	86	56	45	53.2%	90.6%
Manque	Eólico	40	73	61	-44.8%	-33.8%
Los Olivos	Eólico	45	30	25	48.9%	76.7%
Guañizul II A	Solar	75	82	78	-8.5%	-4.0%
Cafayate	Solar	58	62	0	-6.6%	-
San Carlos	Solar	11	2	0	467.3%	-
Generación por tecnología						
Térmico		4.398	2.450	4.488	79%	-2%
Hidroeléctrica		501	488	791	3%	-37%
Eólica/Solar		521	577	452	-10%	15%
Volúmenes de generación por mercado						
Spot		3.346	2.115	3.983	58%	-16%

	Térmico	2.862	1.627	3.192	76%	-10%
	CC	2.376	1.134	1.601	110%	48%
	ST/GT	486	493	1.591	-1%	-69%
	Hidro	484	488	791	-1%	-39%
Contratado		2.073	1.400	1.748	48%	19%
	PPA / MAT*	1.535	823	1.296	87%	18%
	Renovables	538	577	452	-7%	19%
<i>Generación de CEPU WI en plantas de Fonj⁽²⁾</i>						
	Térmico	783	558	780	40%	0%
Oferta total de generación SADI	GWh	38.116	35.583	38.753	7%	-2%
La participación de Mkt de Puerto Central en SADI	%	16,3%	11,4%	16,8%	4.8 p.p.	-0.5p.p.

*MAT-E es el nuevo mercado para contratar la generación de energía térmica e hidroeléctrica.

Capacidad instalada por tecnología	MW	6.933	6.933	6.704	100%	100%
Térmico		4.923	4.923	4.784	71%	71%
PPA térmico		1.387	1.387	1.248	20%	20%
Spot térmico CC		1.926	1.926	1.926	28%	28%
Spot térmico ST/GT		1.610	1.610	1.610	23%	23%
Hidroeléctrica		1.441	1.441	1.441	21%	21%
Eólico		374	374	374	5%	5%
Solar		195	195	105	3%	3%
Tasa de disponibilidad térmica	%					
Disponibilidad térmica media total		76%	75%	79%	1.3 p.p.	-2.8 p.p.
Disponibilidad media de CC		81%	76%	90%	5.1 p.p.	-8.6p.p.
Disponibilidad media ST/GT		68%	72%	62%	-4.5p.p.	5.9 p.p.
Producción de vapor (en ktn)		538	827	756	-35%	9%

Fuente: CAMMESA

(1) El complejo termal Luján de Cuyo incluye una mini central hidroeléctrica de 1 MW. (2) Participación en plantas de Foninver: Termoeléctrica San Martín (10%), Termoeléctrica Belgrano (11%), CT Vuelta de Obligado (54%). No está incluido en la línea de Ingresos y está incluido en VPP.

La disponibilidad se calculó como un promedio ponderado de dicha disponibilidad declarada a CAMMESA. Los periodos de mantenimiento programados aprobados por CAMMESA quedan excluidos de la ratio. CC: ciclo combinado, ST: turbinas de vapor y GT: turbinas de gas.

D. Resultados del trimestre

Conciliación del EBITDA ajustado trimestral (en US\$ MM)	1T 2026	4T 2025	1T 2025	Δ% t/t	Δ% interan ual
Beneficio neto del periodo	141,8	0,4	80,1	39162%	77,1%
Ganancia (pérdida) sobre la posición monetaria neta	0,4	-22,3	10,9	-102,0%	-96,0%
Gastos financieros	14,9	32,5	26,3	-54,2%	-43,3%
Ingresos financieros	-18,3	-23,1	-20,4	-20,6%	-10,4%
Participación en la ganancia de asociada	0,6	-0,1	-36,8	-1266%	-101,7%
Ganancia (pérdida) sobre la valoración del valor razonable de adquisiciones	-19,2	-26,9	-7,3	-28,7%	161,6%
Impuesto de las ganancias	-27,0	62,3	25,7	-143,4%	-205,3%
Depreciación y amortización	37,8	45,2	25,5	-16,4%	48,3%
EBITDA	131,1	68,2	103,9	92,2%	26,2%
Impairment	0,0	-41,8	0,0	-	-
Resultado de posiciones de activos financieros	0,0	-14,4	-9,8	-100,0%	-100,0%
Δ Activos biológicos Variación valor razonable	-11,1	72,7	-4,1	-115,3%	171,2%
EBITDA ajustado	120,0	84,7	89,9	41,6%	33,4%

Estado de resultados consolidado trimestral (en US\$ MM)	1T 2026	4T 2025	1T 2025	Δ% t/t	Δ% interan ual
Ingresos	248,6	172,8	196,2	43,8%	26,7%
Costo de ventas	-146,2	-123,7	-110,8	18,2%	31,9%
(Ganancia) Perdida Bruta	102,4	49,2	85,4	108,3%	19,9%
Gastos administración y venta	-22,7	-19,1	-20,4	19,1%	11,8%
Otros ingresos operativos	15,6	18,1	14,5	-14,1%	7,7%
Otros gastos operativos	-2,0	-67,0	-1,1	-97,1%	76,1%
Deterioro de propiedades, plantas, equipos y activos intangibles	0,0	41,8	0,0	-	-
Ingresos operativos	93,3	23,0	78,4	306,0%	19,0%
Ganancia (pérdida) sobre la posición monetaria neta	-0,4	22,3	-10,9	-102,0%	-96,0%
Ingresos financieros	18,3	23,1	20,4	-20,6%	-10,4%
Costos financieros	-14,9	-32,5	-26,3	-54,2%	-43,3%
Participación en la ganancia de asociada	-0,6	0,1	36,8	-1266%	-101,7%
Ganancia (pérdida) sobre la valoración del valor razonable de adquisiciones	19,2	26,9	7,3	-28,7%	161,6%
Ingresos antes del impuesto a las ganancias	114,8	62,7	105,7	83,1%	8,6%
Impuesto a las ganancias	27,0	-62,3	-25,7	-143,4%	-205,3%
Resultado Neto	141,8	0,4	80,1	39162%	77,1%
Beneficios básicos y diluidos por acción	0,09	0,00	0,05	8165,8%	76,4%

Conciliación EBITDA ajustado anualizado (en US\$ MM)	1T26 LTM	2025	2024
	Últimos 12 meses	Año complet o	Año complet o
Resultado neto	315,8	254,1	52,0
Ganancia (pérdida) sobre la posición monetaria neta	-13,5	-3,0	17,1

Gastos financieros	161,0	172,4	154,6
Ingresos financieros	-87,7	-89,8	-107,8
Participación en la ganancia de asociada	-8,1	-45,5	-15,7
Ganancia (pérdida) de la compra en oferta	0,0	0,0	0,0
Ganancia (pérdida) sobre la valoración del valor razonable de adquisiciones	-106,3	-94,5	-2,3
Impuesto a las ganancias	18,8	71,5	72,6
Depreciación y amortización	127,5	115,2	103,0
EBITDA	407,5	380,3	273,3
Impairment	-41,8	-41,8	98,9
Resultado de las posiciones de activos financieros	-50,4	-60,2	-65,2
Δ Activos biológicos - Variación del valor razonable	51,9	58,9	-19,0
EBITDA ajustado	367,2	337,2	288,0
Margen EBITDA Adj.	44%	43%	43%

Estado de resultados consolidado anualizado (en US\$ MM)	1º	2025	2024
	trimestre e 2026 LTM	Año completo	Año completo
	LTM		
Ingresos	834,9	782,6	671,3
Costo de ventas	-537,1	-501,8	-407,2
Ingresos brutos	297,8	280,8	264,2
Gastos administrativos y de venta	-74,9	-72,5	-70,3
Otros ingresos operativos	93,1	92,0	112,7
Otros gastos operativos	-77,8	-76,9	-37,3
Deterioro de propiedades, plantas, equipos y activos intangibles	41,8	41,8	-98,9
Ingresos operativos	280,0	265,1	170,3
Ganancia (pérdida) sobre la posición monetaria neta	13,5	3,0	-17,1
Ingresos financieros	87,7	89,8	107,8
Costes financieros	-161,0	-172,4	-154,6
Participación en la ganancia de asociada	8,1	45,5	15,7
Ganancia (pérdida) sobre la valoración del valor razonable de adquisiciones	106,3	94,5	2,3
Ganancia (pérdida) de la compra en oferta	0,0	0,0	0,0
Ingresos antes del Impuesto a las ganancias	334,6	325,6	124,6
Impuesto a las ganancias correspondiente al periodo	-18,8	-71,5	-72,6
Resultado Neto	315,8	254,1	52,0
Beneficios básicos y diluidos por acción	0,21	0,17	0,03

El EBITDA ajustado se refiere al EBITDA *excluyendo* el deterioro sobre propiedad, planta y equipo, resultado de posiciones de activos financieros y variaciones de la variación del valor razonable de activos biológicos.

E. Ingresos

- Los ingresos por ventas ascendieron a US\$ 248,6 MM en 1T26, lo que representa un aumento del 44% respecto al 4T25 y un incremento del 27% respecto al 1T25.
- Las ventas de energía totalizaron US\$ 233,2 MM durante el trimestre y representaron el 93,8% de los ingresos totales, frente al 90,7% en 4T25 y el 91,4 % en 1T25.
- Los ingresos por energía térmica spot aumentaron a US\$ 131,9 MM durante el primer trimestre de 2026, un 66% t/t y un 21% interanual, impulsados principalmente por mayores volúmenes de generación despachados procedentes de unidades de ciclo combinado y mejores condiciones de remuneración bajo la Resolución SE 400/25.
- Los ingresos contratados por PPA térmico y MAT-E alcanzaron los US\$ 71,6 MM durante el trimestre, aumentando un 80% interanual y un 69% interanual, reflejando principalmente el aumento de los volúmenes contratados y nuevos acuerdos MAT firmados a finales de 2025 y principios de 2026.
- Los ingresos hidro y renovables bajo contrato totalizaron US\$ 29,7 MM en 1T26, disminuyendo un 21% en el trimestre interanual principalmente debido a la estacionalidad y la menor disponibilidad de recursos renovables, pero aumentando un 7% interanual debido a la capacidad solar adicional de Cafayate y San Carlos.
- Los ingresos por auto abastecimiento de combustible ascendieron a US\$ 1,1 MM durante el trimestre, en comparación con US\$ 26,0 MM en 4T25, reflejando un menor uso de combustibles líquidos alternativos y una mejora en la disponibilidad de gas natural.
- Los ingresos por ventas bajo contrato representaron 31% durante el primer trimestre de 2026, frente al 25% en el trimestre de 2025 y el 24% en el primer trimestre de 2025. Además, el 100% de los ingresos por ventas de energía durante el trimestre fueron denominados en dólares estadounidenses, frente al 88% en el 4T25 y el 64% en el 1T25.

Ingresos (en US\$ MM)	1T 2026	4T 2025	1T 2025	Δ% q/q	Δ% interanual
Ingresos totales	248.6	172.8	196.2	44%	27%
Desglose de ingresos:					
Ventas de energía	233.2	156.8	179.3	49%	30%
<i>% ventas de energía sobre ingresos totales</i>	<i>93.8%</i>	<i>90.7%</i>	<i>91.4%</i>		
Ventas de vapor	5.2	7.8	7.7	-34%	-33%
Forestal	4.6	2.9	3.9	57%	17%
Reventa de la capacidad de T&D de gas	1.9	1.6	1.7	24%	14%
Gestión de CVO	3.7	3.7	3.6	0%	2%
Desglose de las ventas de energía eléctrica					
Spot térmico	131.9	79.4	109.1	66%	21%
PPA térmica contraída y MATE	71.6	39.8	42.5	80%	69%
Hidroeléctrica y renovables contratadas	29.7	37.7	27.7	-21%	7%
<i>% denominado en US\$ / ventas totales</i>	<i>100%</i>	<i>88%</i>	<i>64%</i>	<i>12 p.p.</i>	<i>36 p.p.</i>
Recon. costo de combustible	1.1	26.0	9.6		

F. Actividades de financiamiento

- A 31 de marzo de 2026, el saldo de deuda ascendía a US\$ 539,2 MM, mientras que efectivo, equivalentes de efectivo y otros activos financieros corrientes sumaban aproximadamente US\$ 148,4 MM, compuestos por US\$ 19,1 MM en efectivo y equivalentes de efectivo y US\$ 129,3 MM en activos financieros corrientes.
- El crédito pendiente del programa Foninveem ascendía a US\$ 105,8 MM, que continuará siendo recaudado en cuotas mensuales hasta mayo de 2028.
- En enero de 2026, la empresa obtuvo una facilidad de préstamo puente de Banco Galicia por US\$ 200 MM, para financiar el fee de Piedra del Águila en dicho mes.
- La Compañía firmó el 19 de diciembre de 2025 un préstamo sindicado A/B por US\$ 300 MM con International Finance Corporation (IFC), a cinco años promedio. En 2T2026, la empresa utilizó US\$ 50 MM de la facilidad de crédito para el proveedor de BESS.
- Central Puerto firmó un acuerdo de financiación de US\$ 50 MM con Banco Santander a finales de 2025 para la financiación del comercio exterior. Entre enero y marzo de 2026, la Compañía usó US\$ 18,6 MM a una tasa media del 6,32%, con vencimientos entre mayo y julio de 2026. Central Costanera, la filial de Central Puerto Central, firmó dos acuerdos de financiación comercial con BBVA por hasta US\$ 7,5 MM y US\$ 17 MM para financiación del comercio exterior, respectivamente. Bajo estos acuerdos, la filial obtuvo desembolsos totales de 22,7 MM a tasas entre 6,08% y 6,32%.

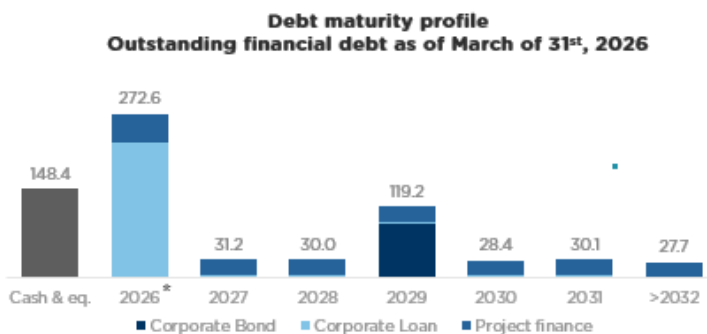
Perspectivas para el segundo trimestre de 2026

- El 30 de abril de 2026, la Compañía emitió Bonos Corporativos Clase D en el mercado local por US\$ 130,1 MM, al 6,0% con pago semestral, y amortización bullet a 48 meses.
- Posteriormente, el 8 de mayo de 2026, Central Puerto obtuvo un préstamo adicional de US\$ 50 MM de Banco Santander International, con vencimiento bullet de 48 meses y un tipo de interés de SOFR + 1,42% para financiar la adquisición de PESA.
- Moody's Local Argentina mejoró las calificaciones a largo plazo de los emisores locales y de divisas extranjeras hasta AAA.ar desde AA+.ar, manteniendo una perspectiva estable y afirmando su calificación 1.ar en la acción.

Situación financiera

Nuestro saldo de deuda bruta pendiente a 31 de marzo de 2026 era de US\$ 539,2 MM, mientras que el saldo de efectivo, equivalentes de efectivo y otros activos corrientes financieros era de US\$ 148,4 MM, compuesto por US\$ 19,1 MM en efectivo y equivalentes de efectivo, y US\$ 129,3 MM en activos financieros corrientes.

El gráfico siguiente muestra el perfil de madurez principal hasta la fecha, expresado en MM de dólares estadounidenses:



Anexo I: Balance consolidado

Estado consolidado de la situación financiera (en US\$ MM)	31/12/2024	31/12/2025	31/03/2025	31/03/2026
Activos				
Propiedades, plantas y equipos	1,567	1,607	1,640	1,644
Activos intangibles	30	28	31	27
Activos biológicos	181	131	206	155
Inversión en asociadas	106	20	136	39
Inventarios	4	9	3	9
Otros activos no financieros	1	8	10	8
Cuentas por cobrar y otras	132	88	119	75
Otros activos financieros	14	126	39	147
Activo fiscal diferido	6	3	6	36
Concesión hidroeléctrica de Piedra del Águila	-	-	-	243
Activos no corrientes totales	2,041	2,020	2,189	2,383
Activos corrientes				
Activos biológicos	34	9	20	14
Inventarios	21	19	27	21
Otros activos no financieros	34	15	46	30
Cuentas por cobrar y otras	211	220	229	283
Otros activos financieros	233	206	244	129
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	26	6	19
Activos corrientes totales	537	495	573	496
Activos totales	2,578	2,515	2,762	2,879
Patrimonio y pasivos				
Equidad				
Capital social	1	1	1	1
Ajuste al inventario	523	383	546	385
Acciones propiedad de la cartera	-	0	-	0
Costo de acciones en cartera	-	(3)	-	(6)
Reserva legal	103	98	107	98
Reserva facultativa	730	680	762	682
Otras cuentas de capital	(40)	(33)	(51)	(33)
Reserva opcional para futura distribución de dividendos	377	394	393	396
Ajuste integral de acciones del tesoro	-	-	-	3
Otros ingresos integrales acumulados	-	-	-	33
Beneficios retenidos	49	228	129	364
Patrimonio atribuible a los accionistas de la matriz	1,743	1,748	1,887	1,922
Interés no controlante	61	44	48	51
Patrimonio Total	1,804	1,793	1,935	1,973
Otros pasivos no financieros	24	15	22	13
Otros préstamos y deuda	223	239	168	236
Obligaciones de compensación y beneficios para empleados	7	7	8	7
Provisiones	2	7	2	7
Obligaciones Impuesto a las ganancias diferido	154	6	163	139
Pasivos no corrientes totales	411	273	363	413
Pasivos corrientes				
Comercial y otros pagos	93	-	95	82
Otras responsabilidades no financieras	30	85	41	-
Otros préstamos y deudas	146	98.7	214	303
Obligaciones de compensación y beneficios para empleados	33	30	31	26
Impuesto a las ganancias a pagar	59	25	80	37
Provisiones	3	3	3	3
Pasivos corrientes totales	363	241	464	494
Pasivos totales	774	514	827	906
Patrimonio neto total y pasivos	2,578	2,307	2,762	2,879

Anexo II: Estado de flujos de caja

	2026	2025		2024
	1Q26	4T25	1T25	4T24
Resumen del flujo de fondos (en MM de dólares estadounidenses)	Periodo de 3 meses hasta el 31 de marzo de 2026	Periodo de 12 meses hasta el 31 de diciembre de 2025	Periodo de 3 meses hasta el 31 de marzo de 2025	Periodo de 12 meses hasta el 31 de diciembre de 2024
Efectivo, equivalentes de efectivo y activos financieros a corto plazo, al principio	25,8	48,9	3,7	28,0
Flujo neto de caja de las actividades operativas	17,0	281,4	47,5	285,6
Flujo de caja neto utilizado en actividades de inversión	-248,4	-189,4	-60,1	-159,7
<i>Adquisiciones de propiedades, equipos e inventario</i>	-66,0	-202,4	-43,6	-138,0
<i>Adquisición de filiales y asociados, neto del efectivo adquirido</i>	-245,0	-0,1	0,0	7,9
<i>Otros</i>	62,6	13,1	-16,5	-29,6
Flujo neto de caja utilizado en actividades de financiación	193,7	-65,9	6,0	-106,3
Efectivo y colocaciones a corto plazo al final del periodo	19,1	25,8	6,1	3,7

Anexo III: Activos operativos de Puerto Central

Planta	Tecnología	Capacidad instalada	Ubicación	Comercial Fecha	Término PPA
		(MW)	(Provincia)	Fecha	Año
Complejo Central de Puerto	Térmico	1.747	Ciudad de Buenos Aires	1992-2000	-
Piedra del Águila	Hidroeléctrica	1.440	Río Negro	1994	-
Brigadier López	Térmico	421	Santa Fé	2019-2026	2036
Luján de Cuyo ⁽²⁾	Térmico	576	Mendoza	2019	2034
San Lorenzo ⁽³⁾	Térmico	391	Santa Fé	2021	2035
Central Costanera	Térmico	1.789	Ciudad de Buenos Aires	2023	-
La Castellana I	Eólico	100,8	Buenos Aires	2019	2040
Genoveva I	Eólico	88,2	Buenos Aires	2020	2040
Genoveva II	Eólico	41,8	Buenos Aires	2020	2029
La Castellana II	Eólico	15,2	Buenos Aires	2020	2034
Manque	Eólico	57	Córdoba	2020	2040
Aquiras I	Eólico	48	Córdoba	2020	2040
Los Olivos	Eólico	22,8	Córdoba	2020	2030
Guañizuil II ⁽⁴⁾	Solar	100	San Juan	2023	2041
Cafayate	Solar	80	Salta	2025	2039
San Carlos	Solar	15	Salta	2025	2035
Total		6.933			

(1) Fuente: CAMMESA. La capacidad no incluye las plantas FONINMEM no operativas en WI.

(2) La instalación incluye 290 MW de ciclos combinados vendidos al mercado spot, 95 MW de cogeneración, 190 MW de turbinas de gas/vapor y 1 MW de mini hidroeléctricas.

(3) La planta de San Lorenzo está compuesta por una capacidad contratada de 330 MW de mayo a agosto / 317 MW de septiembre a abril de PPA, y la capacidad restante asignada al mercado spot bajo la Resolución 59/23.

(4) La central solar Guañizuil II fue desarrollada por Equinor (proyecto Cordillera Solar) y trasladada al Puerto Central en octubre de 2023. La capacidad instalada de la central solar Guañizuil II se reafirmó tras la autorización de CAMMESA que confirmó una capacidad instalada de 100 MW. En consecuencia, la capacidad instalada previamente reportada de 105 MW se ajustó para reflejar la capacidad autorizada.



Glosario de términos y abreviaturas

1Q26	"1T26" se refiere al primer trimestre de 2026, que comprende enero, febrero y marzo de 2026. "4T25" se refiere al cuarto trimestre de 2025 y se utiliza para comparaciones trimestrales, mientras que "1Q25" se refiere al primer trimestre de 2025 y se utiliza para comparaciones año tras año con el mismo trimestre del año anterior.
FY25	"FY25" se refiere al año fiscal completo 2025, cubriendo el periodo de doce meses desde enero hasta diciembre de 2025, mientras que "1T26 LTM" se refiere a métricas anualizadas de los últimos doce meses ("LTM") para el periodo móvil de doce meses desde abril de 2025 hasta marzo de 2026.
A/a	Comparación interanual.
AR\$	Pesos argentinos.
BCRA	Banco Central de la República Argentina, el Banco Central de Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima - la administradora del mercado mayorista de electricidad de Argentina
CC	Ciclo combinado
COD	Fecha de Operación Comercial - la fecha en que CAMMESA autoriza a una unidad de generación a vender electricidad en condiciones comerciales
Energía Base	Marco energético heredado bajo la Resolución SE n° 95/13, actualmente regulado por la Resolución SE n° 9/24
FONINMEMEM / FONI	Antiguo Fondo Nacional para Inversiones para Aumentar el Suministro de Energía Eléctrica, incluyendo programas como el Acuerdo de la Vuelta de Obligado Central (CVO).
GWh / GW	Gigavatio hora / Gigavatio
MW/MWh	Megavatios-hora / Megavatios
ON	Bonos corporativos (Obligaciones Negociables)
P.P.	Punto porcentual
Plan Gas	Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural DNU N° 892/20 y 730/22.
PPA	Acuerdo de compra de energía
P/Q	Comparación trimestre a trimestre
SE	Secretaría de Energía de Argentina
Tn	Tonelada métrica
WEM / MEM	Mercado Eléctrico Mayorista (Mercado Eléctrico Mayorista)

Aviso legal

Los estados financieros a **31 de marzo de 2026** incluyen los efectos del ajuste por inflación, aplicando la NIC 29. En consecuencia, los estados financieros se han expresado en términos de la unidad de medición vigente al final del periodo de informe, incluyendo las cifras financieras correspondientes de periodos anteriores reportadas a efectos comparativos. El análisis comparativo se refiere al periodo anterior del mismo año y al mismo periodo del año anterior.

Con efecto a partir del 1 de enero de 2026, la Compañía cambió su moneda funcional de pesos argentinos a dólares estadounidenses. Esta presentación incluye cierta información financiera expresada en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional actual de la Compañía. La información financiera comparativa de periodos anteriores se expresa en dólares estadounidenses convertidos de pesos argentinos de poder adquisitivo al final de cada periodo respectivo (utilizando el tipo de cambio de referencia (Comunicación "A" 3500) reportado por el Banco Central para dólares estadounidenses al final de cada periodo) y se preparó bajo una base de medición diferente, lo que limita su comparabilidad con el periodo actual. Los inversores deben leer esta presentación junto con la Nota 2.2 de los estados financieros consolidados condensados de la Compañía para el periodo finalizado el 31 de marzo de 2026, para obtener una descripción completa del cambio en la moneda funcional y la metodología de conversión aplicable.

Todas las declaraciones sobre recursos potenciales, planes de inversión y escenarios de desarrollo son prospectivas y están sujetas a riesgos e incertidumbres materiales.

Las definiciones y términos utilizados aquí se proporcionan en el Glosario al final de este documento. Este comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía. Por ello, los inversores deben leer este comunicado junto con los Estados Financieros Consolidados Auditados de Central Puerto para el periodo fiscal finalizado el **31 de marzo de 2026**, así como las notas correspondientes, que estarán disponibles en la página web de la Compañía.

Redondeo de cantidades y porcentajes: Ciertas cantidades y porcentajes incluidos en esta versión se han redondeado **para facilitar** su presentación. Las cifras porcentuales incluidas en esta publicación no se han calculado en todos los casos sobre la base de tales cifras redondeadas, sino sobre la base de tales cantidades antes del redondeo. Por esta razón, ciertos porcentajes en este comunicado pueden variar respecto a los obtenidos realizando los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros. Además, ciertas otras cantidades que aparecen en esta versión pueden no sumarse debido a redondeos.

Este comunicado contiene ciertas métricas, incluyendo información por acción, información operativa y otras, que no tienen significados estandarizados ni métodos estándar de cálculo y, por tanto, tales medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras empresas. Estas métricas se han incluido aquí para proporcionar a los lectores medidas adicionales que permitan evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, tales medidas no son indicadores fiables del rendimiento futuro de la Compañía y el rendimiento futuro puede no compararse con el rendimiento de periodos anteriores.

OTRA INFORMACIÓN

Central Puerto publica habitualmente información relevante para inversores en la sección de apoyo "Inversores" de su página web, www.centralpuerto.com. De vez en cuando, Central Puerto puede utilizar su sitio web como canal de distribución de información relevante de la Compañía. Por ello, los inversores deberían vigilar la página web de Central Puerto, además de seguir las notas de prensa de la Compañía, los informes de la SEC y CNV, las llamadas públicas y las retransmisiones por internet. La información contenida en, o a la que puede accederse a través de, el sitio web de la Compañía no está incorporada por referencia ni forma parte de este comunicado.

DECLARACIONES DE ADVERTENCIA RELEVANTES PARA LA INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Este comunicado contiene cierta información prospectiva y declaraciones prospectivas según la definición de las leyes de valores aplicables (referidas colectivamente en este Comunicado de Resultados como "declaraciones prospectivas") que constituyen declaraciones prospectivas. Todas las declaraciones que no sean de hecho histórico son declaraciones prospectivas. Las palabras "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planificar", "pretende", "hará", "estimar" y "potencial", y expresiones similares, en relación con la Compañía, están destinadas a identificar declaraciones prospectivas.

Las declaraciones sobre posibles o asumidos resultados futuros de operaciones, estrategias empresariales, planes de financiación, posición competitiva, entorno industrial, posibles oportunidades de crecimiento, los efectos de la regulación futura y los efectos de la competencia, la generación esperada de energía y el plan de gastos de capital, son ejemplos de declaraciones prospectivas. Las declaraciones prospectivas se basan necesariamente en una serie de factores y supuestos que, aunque considerados razonables por la dirección, están inherentemente sujetos a incertidumbres significativas de negocio, económicas y competitivas, y contingencias, que pueden hacer que los resultados, el rendimiento o los logros reales de la Compañía sean materialmente diferentes de cualquier resultado, desempeño o logro futuro expresado o implícito en las declaraciones prospectivas.

La Compañía no asume ninguna obligación de actualizar las declaraciones prospectivas salvo cuando lo requieran las leyes de valores. Más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados a estas declaraciones prospectivas y al negocio de la Compañía puede encontrarse en las divulgaciones públicas de la Compañía presentadas en EDGAR (www.sec.gov) y CNV.

EBITDA y EBITDA ajustado

En este comunicado, el **EBITDA**, una medida financiera no IFRS, se define como el beneficio neto del periodo, *más* gastos financieros, *menos* ingresos financieros, *menos* la participación del beneficio (pérdida) de los socios, *más* (*menos*) pérdidas (ganancias) sobre la posición monetaria neta, *más* gasto fiscal, *más* depreciación y amortización, *menos* resultados netos de la interrupción de las operaciones.

El **EBITDA ajustado** se refiere al EBITDA *excluyendo* el deterioro de propiedades, plantas y equipos, diferencias de divisas e intereses relacionados con las cuentas por cobrar comerciales de FONI y las variaciones en el valor razonable de activos biológicos.

Se cree que el EBITDA ajustado proporciona información complementaria útil a los inversores sobre la Compañía y sus resultados. El EBITDA ajustado es una de las medidas utilizadas por el equipo directivo de la Compañía para evaluar el rendimiento financiero y operativo y tomar decisiones financieras y operativas diarias. Además, el EBITDA ajustado es utilizado frecuentemente por analistas de valores, inversores y otras partes para evaluar empresas del sector. Se considera que el EBITDA ajustado es útil para los inversores porque proporciona información adicional sobre las tendencias en el rendimiento operativo central antes de considerar el impacto de la estructura de capital, la depreciación, la amortización y la fiscalidad en los resultados.

El EBITDA ajustado no debe considerarse de forma aislada ni como sustituto de otras medidas de rendimiento financiero reportadas conforme a las NIIF. El EBITDA ajustado tiene limitaciones como herramienta analítica, incluyendo:

- El EBITDA ajustado no refleja cambios en, incluidos los requisitos de caja, ni los compromisos contractuales.
- El EBITDA ajustado no refleja los gastos financieros, ni los requisitos de efectivo para cubrir los pagos de intereses o capital de deuda, ni los ingresos por intereses u otros ingresos financieros.
- El EBITDA ajustado no refleja el gasto fiscal sobre la renta ni los requisitos de efectivo para pagar los impuestos sobre la renta.
- Aunque la depreciación y amortización son cargos no monetarios, los activos que se deprecian o amortizan a menudo deberán ser reemplazados en el futuro, y el EBITDA ajustado no refleja requisitos de efectivo para estos reemplazos.
- Aunque una cierta parte del beneficio de los asociados es un cargo no efectivo, el EBITDA ajustado no contempla la posible recaudación de dividendos; y
- Otras empresas pueden calcular el EBITDA ajustado de forma diferente, limitando su utilidad como medida comparativa.

La Compañía compensa las limitaciones inherentes asociadas al uso del EBITDA Ajustado mediante la divulgación de dichas limitaciones, la presentación de los estados financieros consolidados de la Compañía conforme a las NIIF y la conciliación del EBITDA Ajustado con la medida NIIF más directamente comparable, el beneficio neto. Para una conciliación del beneficio neto con el EBITDA ajustado, consulte las tablas incluidas en este comunicado.

Toda la información presentada debe considerarse consolidada, salvo que se especifique lo contrario.

- Contacto: inversores@centralpuerto.com - www.centralpuerto.com - +54 11 4317 5000

Contáctanos

Resultados
del 1°
trimestre
2026
Presentación

Acceso a LinkedIn

Central Puerto

Número de teléfono

(5411) 4317 5000

Ubicación

Av. Tomas Alva Edison 2701
Muelle E Puerto de Buenos Aires

Web / Correo electrónico

www.centralpuerto.com

info@centralpuerto.com

