



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

**ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTE
AL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2026**

kUSD: Millones de dólares estadounidenses (dólar)



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE MARZO DE 2026

La siguiente sección tiene por objeto analizar y explicar las principales variaciones ocurridas en los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. en el primer trimestre 2026. A continuación se presenta un resumen de la información contenida en dichos Estados.

La Sociedad, a contar del 1° de enero de 2004, inició su contabilidad en dólares estadounidenses.

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. ("EECL") participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 31 de marzo de 2026, mantenía un 7,5% de la capacidad de generación instalada del SEN. La firma provee electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales y también cubre las necesidades de suministro de electricidad de compañías distribuidoras a lo largo del país. Actualmente, las acciones de EECL pertenecen en un 59,99% a ENGIE S.A. El 40,01% restante se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a www.engie.cl.

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$216 MILLONES Y UN RESULTADO NETO DE US\$118 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2026.

El EBITDA alcanzó US\$216 millones en el primer trimestre. Este trimestre se ha caracterizado por un buen resultado operacional con menores costos marginales y mayor generación renovable. Lo anterior estuvo acompañado de un mayor margen eléctrico explicado principalmente por las mayores ventas por volumen a clientes regulados. Este buen resultado operacional ha permitido mejorar los indicadores de endeudamiento y liquidez, que a su vez permitirán continuar con los planes de inversión y el proceso de descarbonización de la Compañía.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$548,3 millones en el primer trimestre de 2026, aumentando un 6% con respecto al primer trimestre del año anterior, producto principalmente de mayores volúmenes de venta de energía a clientes regulados.
- **El EBITDA** del primer trimestre del año 2026 llegó a los US\$215,6 millones, un aumento de 35% en comparación con el primer trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente a la recuperación en el margen eléctrico.
- En el primer trimestre, el **resultado neto** fue una utilidad de US\$118,3 millones, versus una utilidad de US\$77,8 millones en el primer trimestre del año anterior. Lo anterior se explica por un mejor desempeño operacional.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	1T25	1T26	Var %
Total ingresos operacionales	515,4	548,3	6%
Ganancia operacional	128,6	170,0	32%
EBITDA	159,5	215,6	35%
Margen EBITDA	31,0%	39,3%	27,0%
Total resultado no operacional	(22,7)	(8,8)	-61%
Ganancia atribuible a los controladores	77,8	118,3	52%
Ganancia (pérdida) por acción (US\$/acción)	0,07	0,11	
Ventas de energía (GWh)	3.280	2.956	-10%
Generación neta de energía (GWh)	1.285	1.470	14%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.087	606	-44%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	1.003	897	-11%

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- **Junta de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 28 de abril de 2026,

1. Se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a) Aprobar la propuesta del Directorio de repartir como dividendo definitivo a los accionistas, con cargo a las utilidades del ejercicio 2025, la cantidad de US\$ 66.851.551,15 correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$ 0,0634680819 por acción, que se pagaría el día 27 de mayo de 2026, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado que se publique en el Diario Oficial el día 20 de mayo de 2026. Tendrán derecho al dividendo los accionistas inscritos en el registro respectivo a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha del reparto.
 - b) Mantener para los servicios de clasificación continua de los títulos accionarios de la Sociedad a las firmas “Feller Rate Clasificadora de Riesgo” y “Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda.”.
 - c) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2025 a la firma KPMG Auditores Consultores Limitada (KPMG).
 - d) Elegir como directores titulares y suplentes a las personas que a continuación se indican:

DIRECTOR TITULAR	DIRECTOR SUPLENTE	CALIDAD
Rosaline Corinthien	Demián Talavera	-
Pascal Renaud	Eduardo Sattamini	-
Aníbal Prieto	Gabriel Mann	-
Rodrigo Machado	Matías Niebuhr	-
Joanna Davidovich Gleiser	Valerie Barnich	Independiente
María Carolina Schmidt Zaldívar	Fernando Bravo Valdés	Independiente
Cristián Eyzaguirre Johnston	Ricardo Fisher Abeliuk	Independiente

2. En tanto, el **Directorio** de la Sociedad, en su sesión celebrada con esta fecha, acordó:
 - a) Designar como Presidente del Directorio a don Pascal Renaud.
 - b) Designar como integrantes del Comité de Directores constituido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046, a doña Joanna Davidovich Gleiser, doña María Carolina Schmidt Zaldívar y don Cristián Eyzaguirre Johnston, todos ellos en calidad de directores independientes.

PRIMER TRIMESTRE DE 2026

- En marzo 2026 completamos la energización de BESS Los Loros en la Región de Atacama: El sistema de almacenamiento de energía ubicado en el Parque Fotovoltaico Los Loros, en la comuna de Tierra Amarilla, Región de Atacama, contempla 46 MW de potencia instalada y una inversión de US\$ 64 millones. El sistema considera 63 contenedores de baterías de litio tipo LFP (litio-ferrofosfato), tecnología reconocida por su eficiencia y seguridad. BESS Los Loros se conecta a la Subestación Central Parque Solar Los Loros 110/23 kV, lo que permitirá gestionar de manera más eficiente la energía generada por el parque fotovoltaico.
- En marzo 2026 iniciamos la energización del Parque PV + BESS Libélula, un hito muy importante para el proyecto y para todos los equipos que han trabajado día a día para hacerlo posible. En conjunto, este parque ubicado en la Región Metropolitana contará con 245.560 paneles solares que permitirán generar 151 MWp; y 208 contenedores de baterías de ion litio con una capacidad de descarga de 5 horas, traduciéndose en 199 MW. En total, una vez que entre en operación, tendrá una capacidad instalada de 350 MW.
- Con fecha 26 de febrero Engie Energía Chile, celebró un contrato de promesa de compraventa con Puerto Ventanas S.A. para la venta del Puerto Andino, ubicado en Mejillones, incluyendo sus instalaciones marítimas y terrestres y la cesión de parte de la concesión marítima. La transacción considera un precio de US\$58,9 millones (aprox. \$50.970 millones) y está sujeta a condiciones suspensivas habituales, entre ellas la aprobación de la fiscalía nacional económica y la autorización del Ministerio de Defensa Nacional. Los activos objeto de la Transacción se encuentran totalmente deteriorados en la contabilidad de la Sociedad, con un valor libro igual a cero. En consecuencia, se espera que la operación genere un impacto positivo en los resultados de la Sociedad, el cual será reconocido a más tardar en el período en que la Transacción se materialice.
- ENGIE Chile anunció en febrero la entrada en operación comercial de BESS Tocopilla, un proyecto emblemático que consolida la transformación del histórico ex Complejo Térmico de Tocopilla en el nuevo Complejo Energético de Tocopilla que fortalece la flexibilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional. Bess Tocopilla tiene una capacidad instalada de 116 MW y 660 MWh, está compuesto por 240 contenedores de baterías de iones de litio, 30 sistemas de conversión de potencia (PCS) y un transformador de poder de 130 MVA, conectándose directamente a la red de transmisión. Esta configuración permite almacenar energía en períodos de menor demanda y entregarla en horarios punta, contribuyendo a una operación más eficiente, robusta y resiliente del sistema eléctrico. Gracias a su diseño y operación, el sistema entregará al sistema eléctrico una energía anual promedio equivalente a 211 GWh.
- El 15 de enero de 2026, Engie Energía Chile realizó un prepago parcial de US\$28 millones del crédito con IFC que fue cerrado en junio de 2023 con el objetivo de financiar proyectos renovables y baterías. Las condiciones del crédito fueron modificadas para reflejar la mejor situación de la Compañía en este período. El vencimiento del crédito permanece en las mismas condiciones originales.
- Con fecha 12 de enero de 2026, ENGIE Energía Chile cerró la renovación de un crédito bilateral con Banco Estado por el equivalente a US\$ 50 millones por un plazo de 35 meses. El crédito fue realizado en pesos chilenos con un *cross currency swap* con una tasa en dólares que refleja las mejores condiciones de mercado y de ENGIE Chile hoy. El nuevo vencimiento de esta transacción será el 12 de diciembre de 2028.

ANTECEDENTES GENERALES

Los sistemas interconectados Central y del Norte Grande, operaron aisladamente hasta el 24 de noviembre de 2017, en que gracias a la entrada en operación comercial del proyecto TEN que pertenece en un 50% a la Compañía, se verificó la interconexión entre ambos sistemas eléctricos, configurándose el SEN – Sistema Eléctrico Nacional. ENGIE Energía Chile (en adelante EECL) posee la mayor parte de su capacidad instalada de generación en la zona norte del SEN (ex SING), donde se concentra una porción significativa de la industria minera del país. Dadas sus características geográficas, el sistema interconectado de la zona norte nació como un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural y petróleo diésel. Sin embargo, en años recientes se ha constatado una creciente penetración de energías renovables, incluyendo energía solar, eólica, geotérmica y sistemas de almacenamiento. Estos últimos buscan contrarrestar la intermitencia en la producción de energía renovable, así como desacoples y vertimiento de dicha energía por limitaciones en los sistemas de transmisión. A partir de 2018, EECL comenzó su diversificación geográfica con la adquisición de activos de generación renovable en otras regiones del país y con el inicio de contratos de suministro con distribuidoras en la región centro-sur. Desde ese entonces, y con mayor fuerza a partir de la decisión de discontinuar sus operaciones de generación a partir del carbón, la Compañía ha estado embarcada en un fuerte programa de inversión en nuevos activos de generación renovable, de almacenamiento y de transmisión. En los últimos años, la mayor velocidad de instalación de proyectos de energía renovable ha copado la capacidad de la infraestructura de transmisión, haciendo necesaria una expansión de ésta para impedir el vertimiento de energía renovable.

Costos Marginales SEN

2025		Real (Promedio mensual por nudo)					2026						
Actual	Crucero	PAN DE AZÚCAR	Polpaico	Charrua	P. Montt		Actual	Crucero	PAN DE AZÚCAR	Polpaico	Charrua	P. Montt	
Ene	41	39	42	40	128		Ene	34	34	36	35	120	
Feb	74	65	68	66	163		Feb	37	36	37	36	93	
Mar	53	63	65	64	73		Mar	33	33	40	40	54	
Abr	77	82	94	93	99		Abr						
May	56	55	63	61	56		May						
Jun	68	68	110	108	105		Jun						
Jul	60	63	89	88	104		Jul						
Ago	35	37	45	44	50		Ago						
Sep	36	36	40	39	35		Sep						
Oct	42	42	46	45	66		Oct						
Nov	42	42	46	45	66		Nov						
Dec	33	37	38	37	73		Dec						
YTD	51	52	61	60	81		YTD	35	34	38	37	89	

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2026 el costo marginal promedio del sistema fue de 47 USD/MWh. En la zona norte fue de 35 USD/MWh, 37 USD/MWh en el centro y 89 USD/MWh en el sur. Este costo marginal promedio del sistema fue inferior al mismo periodo del año anterior que fue de 71 USD/MWh y se mantuvo al mismo nivel del 4T25.

En lo que va del año 2026 los costos marginales promedio se han mantenido estables a pesar de una menor generación hidroeléctrica y una mayor demanda, respaldados por mayor aporte renovable, menores costos variables térmicos y bajas las restricciones de transmisión.

Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>% Variación</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>% Variación</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>% Variación</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>% Variación</u>
	<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>		
Enero	75,9	60,2	-21%	79,6	66,8	-16%	4,19	7,72	84%	110,4	99,1	-10%
Febrero	71,5	64,5	-10%	75,4	70,9	-6%	4,19	3,62	-14%	99,4	106,3	7%
Marzo	68,1	90,1	32%	72,5	101,0	39%	4,12	3,06	-26%	97,4	119,6	23%
Abril	62,2			66,1			3,25			102,4		
Mayo	62,4			64,7			3,12			95,6		
Junio	69,3			72,2			3,10			103,6		
Julio	68,5			71,2			3,20			104,4		
Agosto	64,7			67,7			2,91			99,4		
Septiembre	63,6			68,0			3,02			93,0		
Octubre	60,7			64,3			3,18			92,9		
Noviembre	60,1			63,8			3,79			96,3		
Diciembre	57,5			62,1			4,04			96,5		

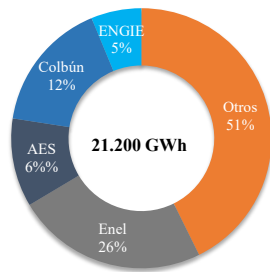
Al comparar el año 2026 con 2025 podemos observar una tendencia al alza en los precios internacionales de los combustibles, como se muestra en el cuadro anterior. El conflicto en el Medio Oriente, donde Irán, Israel y EEUU son los principales involucrados, se ha extendido durante esta primera parte del año lo que ha generado variaciones importantes en los precios de los *commodities*.

De todas formas, en los últimos días del mes han aumentado las señales de un acercamiento por parte de EE.UU. e Irán, lo que reduce la probabilidad de un escenario de escalada mayor. Lo anterior, ha sido reconocido por el mercado, recuperando parte de las caídas registradas en las bolsas y disminuyendo la presión alcista observada en los precios del petróleo.

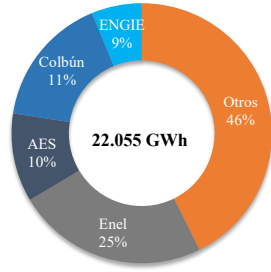
Generación

Los siguientes gráficos presentan un detalle de la generación eléctrica en el SEN por tipo de combustible y por empresa durante el primer trimestre de 2025 y 2026:

3M25: Generación por empresa



3M26: Generación por empresa



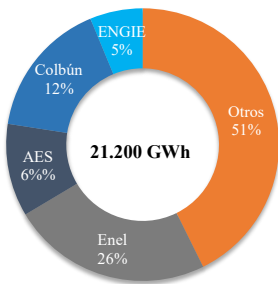
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

La demanda máxima durante el primer trimestre de 2026 se registró el 29 de enero de 2026, alcanzando 13.110,2 MWh/h, un 0,1% mayor al registro del mismo periodo de 2025. Las ventas acumuladas a marzo de 2026 alcanzaron los 20.132,1 GWh, mostrando un aumento de 0,6% en ventas a clientes regulados y un aumento de 1,2% en el segmento de clientes libres respecto al mismo periodo del año 2025.

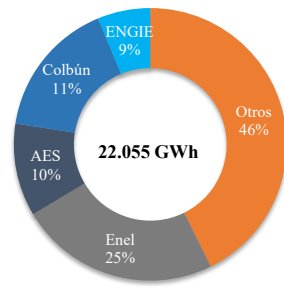
Respecto a la generación renovable, la energía solar presentó un incremento de 15,5% y la eólica una leve disminución de 0,6% respecto al año 2025. A marzo de 2026, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 39.647 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 21.535,3 MW, o un 54%, correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC, clasificadas según la Ley 20.257).

En cuanto a la situación hídrica para el SEN, cabe destacar que, para el SEN, las características del año hidrológico abr25 – mar26, al cierre de marzo, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó el 93,8% (año del tipo seco).

3M25: Generación por empresa



3M26: Generación por empresa



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 31 de marzo de 2026 y 31 de marzo de 2025. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Comisión para el Mercado Financiero (www.cmfc Chile.cl).

Resultados de las operaciones

Primer trimestre de 2026 comparado con el cuarto trimestre de 2025 y primer trimestre de 2025

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	1T25		4T25		1T26		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes regulados.....	237,8	55%	180,6	38%	268,7	58%	49%	13%
Ventas a clientes no regulados.....	174,3	40%	219,4	53%	144,2	31%	-34%	-17%
Ventas al mercado spot.....	20,7	5%	19,8	9%	48,9	11%	147%	137%
Total ingresos por venta de energía y potencia	432,7	84%	419,8	89%	461,8	84%	10%	7%
Ventas de gas.....	54,0	10%	21,3	4%	14,4	3%	-33%	-73%
Otros ingresos operacionales.....	28,7	6%	37,2	7%	72,2	13%	94%	152%
Total ingresos operacionales.....	515,4	100%	478,3	100%	548,3	100%	15%	6%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.626	50%	1.653	49%	1.283	43%	-22%	-21%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.593	49%	1.494	51%	1.673	57%	12%	5%
Ventas de energía al mercado spot.....	62	2%	-	0%	-	0%	-	-
Total ventas de energía.....	3.280	100%	3.147	100%	2.956	100%	-6%	-10%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh)(1)	149,3		146,9		160,5		9%	8%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados(U.S.\$/MWh) (2)	107,2		109,2		112,4		3%	5%

En el primer trimestre de 2026, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$461,8 millones, aumentando un 7% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 10% respecto al trimestre inmediatamente anterior.

Las ventas de energía a clientes regulados aumentaron un 49% respecto al trimestre anterior producto de un mayor volumen de ventas (12%) por prorratas de clientes e incremento de los precios promedios monómicos en un 9% explicado por variaciones en los precios de combustibles (principalmente HH)

Respecto al mismo periodo del año anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados aumentaron un 13% explicado por un incremento en la demanda (5%) así como también por alza en los precios promedios monómicos.

En tanto, se observa una caída en la venta física a clientes libres durante el primer trimestre de 2026. La baja se debe a que estamos en última prioridad de asignación del bloque 80MW de Chuquicamata y de Minera Gaby, en la práctica, ya no suministramos dichos consumos, aunque no ha concluido el PPA. Por el lado de precios, las variaciones corresponden básicamente a las fluctuaciones de CPI.

En términos valorados, las ventas al mercado spot aumentaron respecto al trimestre anterior al igual que para el mismo período del año anterior. Esta partida incluye pagos por reliquidaciones de potencia y de energía determinadas por el CEN además de pagos de sobrecostos y servicios complementarios. El incremento en este trimestre se explica por US\$5,3 millones adicionales por concepto de reliquidación, servicios complementarios y reasignaciones del periodo 2023-2025 así como también mayores ingresos por sobrecostos y servicios complementarios por US\$15 millones.

Durante el primer trimestre, el ítem ventas de gas se reduce levemente respecto al trimestre anterior sin embargo se reduce de forma más importante respecto al primer trimestre del año anterior. Esta caída se debe a que el año anterior una de las unidades a gas (U16) estuvo en mantenimiento lo que llevó a tener ventas de excedentes de gas.

Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión, que a partir de 2018 consideran el cargo único, partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.) y venta de combustibles a terceros. En este trimestre se registra un recupero de seguro por US\$26 millones así como también un incremento en el valor de peajes a recibir explicado por US\$8 millones adicionales de mayor VATT zonal a raíz de una consulta regulatoria y US\$2,4 adicionales por reliquidación transmisión peaje nacional 2022.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	1T25		4T25		1T26		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(67,2)	17%	(87,5)	26%	(79,9)	21%	-9%	19%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(195,6)	51%	(143,9)	31%	(166,6)	44%	16%	-15%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(30,1)	8%	(43,2)	11%	(44,5)	12%	3%	48%
Otros costos directos de la operación	(83,7)	22%	(106,8)	31%	(75,8)	20%	-29%	-9%
Total costos directos de ventas.....	(376,5)	97%	(381,5)	100%	(366,9)	97%	-4%	-3%
Gastos de administración y ventas.....	(12,1)	3%	(15,1)	3%	(11,7)	3%	-22%	-3%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(1,9)	0%	(1,0)	0%	-47%	13%
Otros ingresos/costos de la operación...	2,6	-1%	5,6	-4%	1,3	0%		
Total costos de la operación.....	(386,8)	100%	(392,9)	100%	(378,3)	100%	-4%	-2%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Solar.....	171	13%	162	5%	130	8%	-20%	-24%
Eólico.....	250	19%	329	17%	265	17%	-19%	6%
Hidro.....	15	1%	23	2%	16	1%	-29%	9%
Total Renovables.....	436		513		411		-20%	-6%
Carbón.....	503	37%	829	46%	491	31%	-41%	-2%
Gas.....	307	23%	365	27%	548	35%	50%	79%
Diesel fuel oil.....	14	1%	-	0%	0	0%	-	-
Total Térmico.....	824		1.194		1.039		-13%	26%
Bess.....	94	7%	109	5%	111	7%	2%	18%
Total generación bruta.....	1.354	100%	1.816	100%	1.561	100%	-14%	15%
Menos Consumos propios.....	(69)	-5%	(114)	-5%	(91)	-6%	-20%	32%
Total generación neta.....	1.285	38%	1.702	66%	1.470	49%	-14%	14%
Compras de energía en el mercado spot.....	1.087	32%	458	7%	606	20%	32%	-44%
Compras de energía bajo contrato	1.003	30%	1.016	27%	897	30%	-12%	-11%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	3.375	100%	3.176	100%	2.973	100%	-6%	-12%

La generación bruta de electricidad aumentó un 15% con respecto al mismo trimestre del año anterior y disminuyó un 14% con respecto al trimestre anterior.

Se registró una menor generación a carbón, especialmente en comparación con el cuarto trimestre de 2025. En diciembre de 2025 dejaron de operar las unidades CTM1 y CTM2 que fueron desconectadas del sistema además de la unidad IEM que dejó de operar con carbón para ser convertida a gas natural durante el primer semestre de 2026. En tanto hubo una mayor generación con gas ya que en el 1T25 la unidad de ciclo combinado a gas (U16) tuvo un mantenimiento mayor en ese periodo, así como en el último trimestre 2025 hubo mantenimiento de las unidades U16 (17 días en diciembre) y de CTM3 (dos meses a partir del 1º de octubre). En tanto las unidades CTA y CTH continúan operando bajo el requerimiento de la autoridad, esperándose su desconexión para mayo 2017.

La generación renovable fue menor en comparación con los trimestres anteriores, especialmente por el menor aporte eólico del parque Monte Redondo por mantenimiento (febrero- marzo) y del parque eólico Kallpa (10 días fuera) En tanto BESS Tocopilla (119 MW) tuvo su COD en febrero de este año. Los sistemas BESS representaron un 8% de nuestra generación neta en el trimestre.

El ítem de costo de combustibles presentó un incremento de 19% con respecto al mismo trimestre del periodo anterior, producto principalmente de la mayor generación térmica. Con respecto al trimestre anterior, el costo de combustibles disminuyó un 9%.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ disminuyó con respecto al mismo periodo del año anterior y aumenta respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por los mayores volúmenes de compra que se han observado en este periodo. Las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores llegaron a 897 GWh en este trimestre, vencieron tres contratos de respaldo este año lo que explica el menor volumen en este periodo.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles.

Los gastos de administración y ventas disminuyen con respecto a los trimestres anteriores por menores gastos legales y de TI principalmente.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, cargo único, provisiones e ingresos varios, además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$2,2 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

	Información Trimestral (en millones de US\$)					
	<u>2025</u>					<u>2026</u>
	<u>1T25</u>	<u>2T25</u>	<u>3T25</u>	<u>4T25</u>	<u>2025</u>	<u>1T26</u>
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	432,7	436,9	446,3	419,8	1.735,8	461,8
Costo de combustible.....	(67,2)	(106,1)	(101,7)	(87,5)	(362,5)	(79,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(195,6)	(147,0)	(121,2)	(143,9)	(607,7)	(166,6)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	170,0	183,9	223,4	188,4	765,7	215,3
<i>Margen eléctrico</i>	39%	42%	50%	45%	44%	47%

En el primer trimestre de 2026, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$45,3 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales de un 39% a un 47% de los ingresos por ventas de energía y potencia. Esto se debió principalmente a menores costos de las compras al mercado spot, que en su conjunto representaron una caída de 15%. Si bien los costos de combustibles aumentaron un 19% por la mayor generación fósil, en conjunto, los costos representaron una caída de US\$16,3 millones (6%). En tanto, hubo un aumento en los ingresos por ventas de energía y potencia de US\$29,1 millones (7%).

En tanto, respecto al cuarto trimestre de 2025, hubo un aumento de US\$26,9 millones en la utilidad bruta del negocio, pasando el margen de un 45% a un 47%. Hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia (US\$42 millones). Además, se observó un leve menor costo de combustibles (US\$7,6 millones), y un mayor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$22,7 millones), principalmente debido a los mayores volúmenes de compra en el sistema.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	1T25		4T25		1T26		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	515,4	100%	478,3	100%	548,3	100%	15%	6%
Total costo de ventas	(376,5)	-73%	(381,5)	-77%	(366,9)	-67%	-4%	-3%
Ganancia bruta	138,9	27%	96,8	23%	181,5	33%	87%	31%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(10,3)	-2%	(11,4)	0%	(11,4)	-2%	0%	11%
Ganancia Operacional	128,6	25%	85,4	23%	170,0	31%	99%	32%
Depreciación y amortización.....	31,0	6%	45,2	9%	45,5	8%	1%	47%
EBITDA	159,5	31,0%	130,6	31,8%	215,6	39,3%	65%	35%

El EBITDA del primer trimestre de 2026 llegó a US\$215,6 millones, un aumento de 35% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y de 65% respecto al trimestre pasado debido principalmente al mejor margen eléctrico comentado en el párrafo anterior.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	1T25		4T25		1T26		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	4,6	1%	4,0	1%	2,9	1%	-27%	-37%
Gastos financieros.....	(32,5)	-6%	(49,9)	-5%	(22,9)	-4%	-54%	-29%
Diferencia de cambio.....	5,2	1%	2,0	1%	11,2	2%	449%	115%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	-	0%	(24,8)	0%	-	0%	n.a.	n.a.
Total resultado no operacional	-	0%	(68,7)	-4%	(8,8)	-2%		
Ganancia antes de impuesto.....	(22,7)	-4%	16,7	17%	161,2	29%	865%	-810%
Impuesto a las ganancias.....	105,9	21%	(2,3)	-5%	(42,9)	-8%	1760%	-141%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	(28,0)	-5%	14,4	13%	118,3	22%	722%	-522%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	77,8	15%	14,4	13%	118,3	22%	722%	52%
Ganancia por acción	77,83	15%	0,01	0%	0,11	0%		

En el primer trimestre de 2026 los ingresos financieros mostraron una disminución de US\$1,7 millones en comparación con el primer trimestre de 2025, en línea con menores saldos promedio de efectivo y menores tasas de interés de mercado. Los ingresos financieros también mostraron una caída en comparación con el cuarto trimestre de 2025 por razones similares.

La disminución de US\$9,6 millones en gastos financieros en el primer trimestre de 2026 en relación con el primer trimestre de 2025 se debió principalmente a un aumento de US\$7,4 millones en capitalización de intereses y a menores tasas de interés. Con respecto al cuarto trimestre de 2025, la caída fue de US\$27 millones debido al reconocimiento, en el último trimestre de 2025, de US\$26 millones en gastos financieros por los ingresos financieros recibidos en exceso en 2024 que fueron corregidos con el Decreto de Precio Nudo Promedio correspondiente al primer semestre de 2026. La activación de intereses en proyectos de inversión aumentó a US\$14,6 millones en el primer trimestre de 2026, similar al monto del cuarto trimestre de 2025, y bastante superior a los US\$7,4 millones activados en el primer trimestre de 2025.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$11,2 millones en el primer trimestre, un mayor nivel de US\$ 6 millones en comparación con igual trimestre de 2025 y de US\$9,2 millones en relación al cuarto trimestre de 2025. Esto se explica por el efecto de movimientos del tipo de cambio sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar, provisiones y concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16) y por los resultados de los derivados que buscan proteger los resultados del riesgo cambiario.

Si bien en el primer trimestre de 2026 y de 2025 la compañía no reportó otros egresos fuera de la operación, en el cuarto trimestre de 2025 sí registró otros egresos netos fuera de la operación por un valor de US\$24,8 millones, explicados principalmente por desmantelamientos de activos fijos (US\$21 millones).

Ganancia neta

En el primer trimestre de 2026, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$118,3 millones, un aumento de 52% en comparación con el mismo trimestre del año anterior, principalmente debido a un mejor resultado operacional. La mayor capitalización de intereses y utilidad de cambio contribuyeron, en menor medida, al mejor resultado neto, mientras que un aumento de US\$14,9 millones en la provisión por impuesto a la renta compensó parcialmente el aumento del resultado.

El incremento en el resultado neto fue más significativo en relación al cuarto trimestre de 2025, debido al mejor resultado operacional del primer trimestre de 2026, a la provisión de gastos financieros constituida a fines de 2025 para cubrir la devolución de intereses por el error tarifario, y la mayor utilidad por diferencia de cambio. La provisión de impuesto a la renta aumentó en US\$40,6 millones con respecto al cuarto trimestre de 2025 contrarrestando en parte el aumento de resultados.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de marzo de 2026, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$296,1 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.531 millones, incluyendo US\$43 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. Durante el primer trimestre de 2026, la compañía realizó un desembolso de US\$200 millones bajo en contrato de financiamiento con CAF y renegoció el crédito de US\$50 millones con Banco Estado extendiendo su fecha de vencimiento a diciembre de 2028. Por otra parte, pagó la cuota de capital de los financiamientos con IFC y DEG por un valor de US\$21,1 millones, y prepagó la porción correspondiente al fondo ILF por US\$28 millones. Esta operación permitió una rebaja en la tasa de interés de estos financiamientos. Con los recursos provenientes del segundo desembolso del financiamiento de CAF, la Compañía ha podido financiar proyectos de inversión y mejorar su disponibilidad de recursos líquidos.

Cash Flow¹

Información a marzo de cada año (en millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	<u>2025</u>	<u>2026</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	196,1	252,4
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(164,8)	(173,4)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(186,1)	131,0
Cambio en el efectivo	<u>(154,9)</u>	<u>210,0</u>

¹ Los intereses pagados han sido reclasificados dentro de los flujos de efectivo de actividades de financiamiento, con el fin de anticipar la aplicación del estándar IFRS 18 – Presentación de Estados Financieros, vigente a partir del 1 de enero de 2027. Esta reclasificación busca mejorar la comparabilidad y comprensibilidad de la información financiera respecto de los saldos presentados al cierre del presente informe. Asimismo, el cambio permite reflejar de manera más adecuada la naturaleza económica de dichos flujos, considerando que se originan en actividades propias de financiamiento, de acuerdo con el giro y modelo de negocio de la Sociedad.

Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer trimestre de 2026, el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$252,4 millones después de pagos de impuestos por US\$1,5 millones. Cabe notar que a raíz de los acuerdos alcanzados con Total, se descontaron US\$24,2 millones del pago de un embarque de GNL recibido en el primer trimestre.

Los flujos provenientes de la operación fueron superiores a los US\$196,1 millones informados en el primer trimestre de 2025. Por lo tanto, el flujo proveniente de la operación aumentó en US\$32,1 millones excluyendo el descuento sobre el pago del embarque de gas realizado en el primer trimestre de 2026.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer trimestre de 2026, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$173,4 millones, principalmente por US\$195,9 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Tocopilla, BESS Kallpa, BESS Lile, BESS Los Loros, y BESS Arica; los Parques Eólicos Pampa Fidelia y Chequenes; y el Parque Híbrido PV y BESS Libélula; así como inversiones en subestaciones de transmisión, mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión y trabajos de conversión de unidades a carbón, tales como la U15 a Condensador Síncrono e IEM a gas natural. Este monto de inversión en activo fijo incluye intereses capitalizados de US\$14,6 millones. Otros flujos incluyeron dividendos recibidos de TEN por US\$17,5 millones e intereses recibidos sobre inversiones del efectivo por US\$5,1 millones.

En el primer trimestre de 2025, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$164,8 millones, principalmente por US\$168,5 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Tamaya y BESS Capricornio, los Parques Eólicos Kallpa, Pampa Fidelia y Chequenes, y el parque híbrido PV y BESS Libélula, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión. Otros flujos incluyeron ingresos financieros de US\$3,9 millones.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer trimestre de 2025 y de 2026 ascendieron a US\$168,5 millones y US\$195,9 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

Información a marzo de cada año (en millones de US\$)

CAPEX	<u>2025</u>	<u>2026</u>
Subestaciones de transmisión.....	14,6	11,3
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	12,6	11,9
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	1,4	1,2
Parque fotovoltaicos.....	36,2	29,5
Parques eólicos.....	69,4	76,2
Bess.....	30,0	49,2
Otros.....	4,3	16,6
Total inversión en activos fijos	168,5	195,9

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En el primer trimestre de 2025 se registraron activaciones de intereses por US\$7,4 millones, mientras en el primer trimestre de 2026 los intereses activados ascendieron a US\$14,6 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En el primer trimestre de 2026, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una entrada neta de efectivo de US\$131 millones. Los aumentos de deuda incluyeron el segundo desembolso de US\$200 millones del contrato de financiamiento firmado con la CAF por un total de US\$400 millones. Los pagos de deuda incluyeron cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US\$21,1 millones) y el prepago de US\$28 millones del saldo del Tramo B1 del financiamiento con IFC. Por último, los flujos de actividades de financiamiento incluyeron pagos de intereses por US\$19,8 millones. Los intereses efectivamente pagados ascendieron a US\$34,4 millones, de los cuales US\$14,6 millones fueron capitalizados y registrados en el flujo de inversiones en activo fijo.

En el primer trimestre de 2025, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una salida neta de efectivo de US\$186,1 millones como resultado de (i) el repago del saldo de US\$135,5 millones de un bono 144-A con vencimiento el 29 de enero de 2025, (ii) pagos de cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US\$21,1 millones), (iii) pagos de intereses de US\$29,1 millones y (iv) pagos de peaje de transmisión a TEN (US\$0,5 millones). Los pagos de intereses ascendieron a US\$36,5 millones en el período, de los cuales US\$7,4 millones fueron activados e incluidos como inversión en activos fijos.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2026.

Obligaciones Contractuales al 31/03/26					
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)					
	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	1,180.0	43.3	572.0	268.5	296.2
Deuda intercompañía.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	1,350.9	-	-	725.1	625.8
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	47.3	2.3	5.3	6.4	33.3
Leasing financiero - NIIF 16	94.6	5.3	9.6	4.6	75.0
Costo financiero diferido.....	(29.2)	-	(12.6)	(7.4)	(9.1)
Intereses devengados.....	39.4	39.4	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	9.0	0.4	2.3	3.2	3.1
Total	2,692.0	90.7	576.6	1,000.4	1,024.3

Notas:

- (1) El contrato de peaje con TEN por el uso de activos de transmisión dedicados se considera una operación de leasing financiero y está contabilizado en las partidas de Cuentas por Pagar a Empresas Relacionadas.
- (2) Leasing NIIF 16, de acuerdo a esta norma se reconocieron obligaciones por arriendos de terreno y vehículos de transporte.

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$90,7 millones incluyendo arrendamientos, costos diferidos, intereses devengados y valoración a mercado de derivados de tasa de interés. La deuda bancaria con vencimiento inferior a un año llegó a US\$43,3 millones, incluyendo la porción de corto plazo de la deuda bancaria de largo plazo: US\$38,4 millones del financiamiento de IFC y DEG, incluyendo dos cuotas por un valor de US\$19,2 millones cada una, pagaderas el 15 de julio de 2026 y 15 de enero de 2027, y dos cuotas de capital del financiamiento con BID Invest por un total de US\$4,95 millones pagaderas en junio y diciembre de 2026. Estos créditos están denominados en dólares.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$1.136,7 millones al 31 de marzo de 2026 (US\$50 millones con Banco Estado, US\$250 millones con Scotiabank, US\$170 millones con un grupo de bancos liderado por Banco Santander, US\$117,3 millones con BID Invest, y US\$249,4 millones con IFC y DEG y US\$300 millones con la Corporación Andina de Fomento (CAF)). Los financiamientos vigentes se describen en los párrafos que siguen.

La obligación con Banco Estado devenga una tasa de interés fija y se encuentra documentada con pagaré simple, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada (12 de diciembre de 2028), sin restricciones operacionales y financieras y con opción de prepago. Esta obligación cuenta con un pagaré en pesos chilenos además de un contrato *cross-currency swap* transformando la obligación a un préstamo a tasa fija en dólares.

El 23 de diciembre de 2020, la compañía firmó un acuerdo financiero con BID Invest mediante el cual BID Invest otorgó un financiamiento de US\$125 millones a 12 años ENGIE Energía Chile. El financiamiento incluye un préstamo senior de BID Invest de US\$74 millones, US\$15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés) y US\$36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund). La operación consistió en el financiamiento de la construcción del parque eólico Calama e incluyó un mecanismo financiero que permitió monetizar el desplazamiento real de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) producto del cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por la del parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento estableció un precio mínimo para las emisiones reconocido por medio de una menor tasa de interés en el préstamo del CTF. En caso de crearse un mercado de carbono durante la vigencia del préstamo, tanto CTF como ENGIE compartirán cualquier excedente sobre el precio mínimo del carbono incorporado en el mecanismo piloto. Este préstamo fue desembolsado el 27 de agosto de 2021. Al 31 de marzo de 2026 el saldo era de US\$122,3 millones con una vida media remanente de 3,9 años. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman US\$107,3 millones con base en SOFR compuesta diariamente, mientras que el tramo de US\$15 millones de CTF se encuentra a tasa fija. La compañía tomó un contrato swap con el Banco de Chile para fijar la tasa de interés, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre el 50% del tramo a tasa variable.

El 26 de julio de 2022, la compañía firmó un contrato de financiamiento verde con Scotiabank por un total de US\$250 millones. El 28 de julio la compañía giró un primer préstamo de US\$150 millones, mientras que el monto restante fue desembolsado el 7 de septiembre de 2022, ambos con pagos de intereses semestrales y con capital pagadero en una sola cuota en julio de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile por un monto notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 2,872% anual.

El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de US\$170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros US\$77 millones con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes US\$93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR 6 meses más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% anual por dicha porción del préstamo. Este financiamiento fue sindicado, con lo que Banco Santander transfirió porciones de US\$34 millones cada una a los bancos Société Générale, Rabobank, Banco Estado e Intesa San Paolo.

En junio de 2023, la compañía firmó un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad con la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, por un total de USD350 millones, el que unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanzó un monto comprometido total de US\$400 millones a 10 años plazo. El financiamiento incluye US\$200 millones provistos por IFC, US\$114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, US\$35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por US\$50 millones. El 28 de julio de 2023 la compañía giró los primeros US\$200 millones, y los US\$ 200 millones restantes fueron desembolsados el 19 de diciembre de 2023. Este financiamiento es pagadero en 19 cuotas semestrales iguales comenzando el 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo un 60% del monto notional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto notional inicial de US\$240 millones, quedó fija en 3,815% anual.

El 15 de enero de 2026, la compañía renegoció las condiciones de este crédito. Dicha renegociación contempló el prepago del saldo remanente del préstamo de ILX por US\$ 28 millones y la reducción del spread del crédito de IFC y DEG en 121,6 bps en promedio, efectivo a partir del 16 de enero de 2026. Tanto la fecha de vencimiento del crédito como los derivados de tasa de interés asociados permanecieron inalterados, incrementándose la cobertura de estos últimos de un 60% a un 65,8%. La condición de vinculación a la sostenibilidad quedó eliminada, por lo tanto, los créditos ya no contemplan una potencial baja en la tasa de interés a partir de 2027 en caso de cumplirse los KPI o indicadores relevantes. El saldo de estos préstamos ascendía a US\$287,8 millones al 31 de marzo de 2026.

El 15 de octubre de 2025, Engie Energía Chile celebró un contrato de financiamiento denominado Green Senior Unsecured A/B Loan Facility con la Corporación Andina de Fomento (“CAF”), en virtud del cual CAF puso a disposición de Engie un financiamiento no rotativo por la suma total de US\$400 millones. El financiamiento se estructura en dos tramos: (i) un Tramo A, por la suma de US\$250 millones, con vencimiento el año 2032, y (ii) un Tramo B, por la suma de US\$150 millones, con vencimiento en 2029 en el que participan tres bancos comerciales, BBVA, SMBC y CACIB, cada uno con US\$50 millones. Los fondos obtenidos en virtud del financiamiento se destinarán a gastos de inversión, desarrollo y construcción de proyectos de energía renovable y almacenamiento, que cumplan los criterios de elegibilidad previstos en el contrato de financiamiento, y al refinanciamiento de deuda vigente. La compañía cerró dos contratos derivados con los bancos BBVA y SMBC para fijar la tasa de interés hasta un 80% del valor del financiamiento. Con ello, la tasa de interés fija que cubre un 80% del préstamo, quedó en 4,7713% anual. La compañía realizó un primer desembolso de US\$100 millones el 9 de diciembre de 2025, y un segundo desembolso el 20 de enero de 2026, quedando US\$100 millones a disposición de la compañía para seguir financiando sus proyectos de inversión durante 2026.

Al 31 de marzo de 2026, EECL poseía dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S. El primer bono, por un valor de US\$500 millones, fue emitido el 28 de enero de 2020 para refinanciar completamente un bono de US\$400 millones que tenía vencimiento el 15 de enero de 2021. Esta emisión tiene una tasa cupón de 3,4% anual y vence el 28 de enero de 2030. En segundo lugar, el 17 de abril de 2024, la compañía colocó un bono de US\$500 millones con vencimiento el 17 de abril de 2034 y una tasa cupón de 6,375% anual para refinanciar deuda y financiar proyectos verdes.

El 29 de agosto de 2024, la compañía emitió un bono verde a 5 años por CHF 190 millones en el mercado suizo, y cerró un derivado del tipo *cross-currency swap* con BNP Paribas para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual de 5,427%. Los fondos fueron recibidos el 26 de septiembre de 2024 en la cantidad de US\$225,1 millones. El bono es pagadero en una sola cuota de capital el 26 de septiembre de 2029 con pagos de intereses anuales en septiembre de cada año.

El 3 de septiembre de 2025, EECL concretó su primera emisión de bonos verdes en el mercado local por un monto de UF 3.000.000 a 20 años plazo, con el capital pagadero en una sola cuota al vencimiento en septiembre de 2045. La tasa de colocación fue de 3,57%, mientras que la tasa cupón del bono es de 3,60%. La compañía cerró un contrato derivado del tipo *cross-currency-swap* con Scotiabank para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual promedio de 5,823%.

El leasing financiero incluye un contrato de peaje con la relacionada TEN por el uso de instalaciones dedicadas (Subestación TEN-GIS y línea entre TEN GIS y Los Changos). Este contrato es pagadero en cuotas mensuales que suman aproximadamente US\$7 millones por año y que EECL deberá pagar a TEN hasta el año 2037, quedándose con la propiedad del activo a esa fecha. El valor presente de este contrato es de US\$47,3 millones.

Al 31 de marzo de 2026, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$94,6 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16.

Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 31 de marzo de 2026, un 86% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 14% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (US\$53,6 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$51 millones del préstamo con Santander, US\$115,1 millones del financiamiento del IFC y DEG, y US\$60 millones correspondientes al 20% a tasa flotante de los dos primeros desembolsos por un total de US\$300 millones del crédito con CAF).

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 28 de abril de 2026, consiste en distribuir durante el curso de cada ejercicio, a lo menos, el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la ley y los estatutos sociales. Asimismo, en la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la Sociedad, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio.

El reparto de dividendos contra las utilidades de 2025 fue propuesto por el directorio y aprobado en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2026. De acuerdo a la ley, se acordó un reparto equivalente al 30% de la utilidad líquida del ejercicio 2025.

De acuerdo a lo anterior, los accionistas de la compañía acordaron la distribución de un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio 2025 por la cantidad de US\$66,85 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,0634680819 por acción, pagadero el 27 de mayo de 2026.

Los pagos de dividendos efectuados desde 2010 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos pagados por Engie Energía Chile S.A.

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo de 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo de 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo de 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto de 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo de 2012	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo de 2013	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo de 2014	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept de 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665
27 de mayo de 2015	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre de 2015	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	13,5	0,01280
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	8,0	0,00760
26 de mayo de 2016	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2015)	6,8	0,00641
26 de mayo de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2016)	63,6	0,06038
18 de mayo de 2017	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2016)	12,8	0,01220
22 de mayo de 2018	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2017)	30,4	0,02888
25 de octubre de 2018	Provisorio (a cuenta de resultados 2018)	26,0	0,02468
24 de mayo de 2019	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2018)	22,1	0,02102
21 de junio de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados 2019)	50,0	0,04747
13 de diciembre de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados 2019)	40,0	0,03798
30 de noviembre de 2020	Provisorio (a cuenta de resultados 2020)	66,6	0,06323
20 de mayo de 2021	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2020)	51,1	0,04847
26 de agosto de 2021	Provisorio (a cuenta de resultados 2021)	41,5	0,03940
28 de mayo de 2025	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2024)	54,4	0,05166
27 de mayo de 2026	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2025)	66,9	0,06347

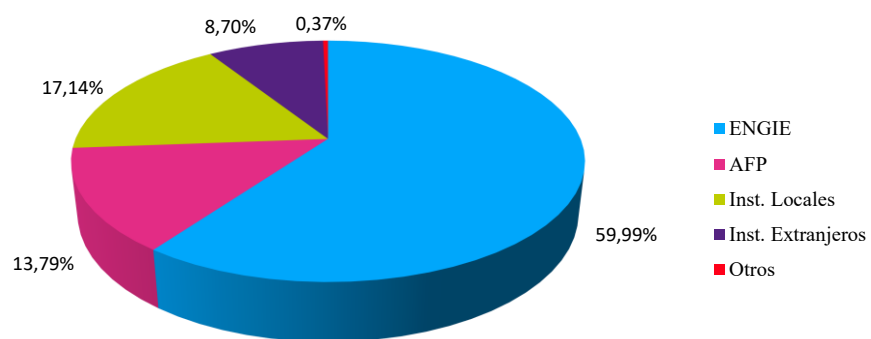
Política de Gestión de Riesgos Financieros

Para un detalle de la gestión de riesgos financieros de la compañía, le rogamos dirigirse a las Notas a los Estados Financieros de la compañía los que se encuentran en el siguiente vínculo www.engie.cl/inversionistas/.

Una discusión más exhaustiva de los riesgos que enfrenta nuestra compañía se puede encontrar en la sección de riesgos de nuestra Memoria Anual disponible en nuestro sitio web.

Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de marzo de 2026

N° de accionistas: 1.711



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)

	<u>2025</u>					<u>2026</u>
	<u>1T25</u>	<u>2T25</u>	<u>3T25</u>	<u>4T25</u>	<u>12M25</u>	<u>1T26</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.626	1.541	1.573	1.653	6.393	1.283
Ventas de energía a clientes regulados	1.593	1.584	1.616	1.494	6.287	1.673
Ventas de energía al mercado spot	62	-	-	-	62	-
Total ventas de energía.....	3.280	3.126	3.189	3.147	12.742	2.956
Generación bruta por combustible						
Solar.....	171	108	112	162	553	130
Eólico.....	250	328	371	329	1.278	265
Hidro.....	15	40	41	23	119	16
Total Renovable.....	436	476	524	513	1.950	411
Carbón.....	503	998	1.022	829	3.352	491
Gas.....	307	504	594	365	1.769	548
Diesel.....	14	2	-	-	16	-
Total Térmica	824	1.503	1.617	1.194	5.138	1.039
Baterías.....	94	88	102	109	394	111
Total generación bruta.....	1.354	2.068	2.243	1.816	7.481	1.561
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(69)</i>	<i>(131)</i>	<i>(115)</i>	<i>(114)</i>	<i>(429)</i>	<i>(91)</i>
Total generación neta.....	1.285	1.937	2.128	1.702	7.052	1.470
Compras de energía en el mercado spot	1.087	369	212	458	2.126	606
Compras de energía bajo contrato (GWh)	1.003	828	877	1.016	3.725	897
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	3.375	3.134	3.218	3.176	12.903	2.973

Estados de Resultados Trimestrales

Estado de resultados trimestrales (en millones de US\$)

IFRS

Ingresos de la operación

	1T25	2T25	3T25	4T25	12M25	1T26
Ventas a clientes regulados.....	237,8	220,2	237,5	219,4	914,9	268,7
Ventas a clientes no regulados.....	174,3	193,0	170,2	180,6	718,0	144,2
Ventas al mercado spot y ajustes.....	20,7	23,8	38,6	19,8	102,9	48,9
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	432,7	436,9	446,3	419,8	1.735,8	461,8
Ventas de gas.....	54,0	108,4	21,5	21,3	205,2	14,4
Otros ingresos operacionales.....	28,7	36,8	32,8	37,2	135,5	72,2
Total ingresos operacionales.....	515,4	582,2	500,6	478,3	2.076,6	548,3

Costos de la operación..

Combustibles.....	(67,2)	(106,1)	(101,7)	(87,5)	(362,5)	(79,9)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(195,6)	(147,0)	(121,2)	(143,9)	(607,7)	(166,6)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(30,1)	(40,9)	(43,6)	(43,2)	(157,8)	(44,5)
Otros costos directos de la operación	(83,7)	(121,5)	(119,4)	(106,8)	(431,4)	(75,8)
Total costos directos de ventas.....	(376,5)	(415,4)	(386,0)	(381,5)	(1.559,4)	(366,9)
Gastos de administración y ventas.....	(12,1)	(14,3)	(12,9)	(15,1)	(54,4)	(11,7)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,9)	(0,9)	(1,2)	(1,9)	(4,9)	(1,0)
Otros ingresos de la operación.....	2,6	8,6	13,6	5,6	30,5	1,3
Total costos de la operación.....	(386,8)	(422,0)	(386,4)	(392,9)	(1.588,2)	(378,3)

Ganancia operacional.....

	128,6	160,2	114,2	85,4	488,4	170,0
						0
EBITDA.....	159,5	202,0	159,0	130,6	651,2	215,6

Ingresos financieros.....	4,6	8,7	4,2	4,0	21,4	2,9
Gastos financieros.....	(32,5)	(29,0)	(30,6)	(49,9)	(142,1)	(22,9)
Diferencia de cambio.....	5,2	8,9	(3,6)	2,0	12,5	11,2
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	-	(0,9)	0,2	(24,8)	(25,6)	
Total resultado no operacional	(22,7)	(12,4)	(29,9)	(68,7)	(133,7)	(8,8)

Ganancia antes de impuesto.....	105,9	147,9	84,2	16,7	354,7	161,2
Impuesto a las ganancias.....	(28,0)	(40,2)	(61,3)	(2,3)	(131,8)	(42,9)

Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...

	77,8	107,7	23,0	14,4	222,8	118,3
--	-------------	--------------	-------------	-------------	--------------	--------------

UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...

	77,8	107,7	23,0	14,4	222,8	118,3
--	-------------	--------------	-------------	-------------	--------------	--------------

Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)

	0,07	0,10	0,02	0,01	0,21	0,11
--	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2025	2026
	<u>Diciembre</u>	<u>Marzo</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	87,1	295,5
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	316,6	245,2
Impuestos por recuperar	8,1	8,3
Inventarios corrientes	50,4	95,9
Otros activos no financieros corrientes	248,6	218,6
Total activos corrientes	710,7	863,6
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	3.907,0	4.040,4
Otros activos no corrientes	600,0	531,3
TOTAL ACTIVO	5.217,8	5.435,3
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	182,1	105,3
Otros pasivos corrientes	441,8	424,2
Total pasivos corrientes	623,9	529,4
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	2.424,4	2.601,3
Otros pasivos de largo plazo	436,7	469,8
Total pasivos no corrientes	2.861,1	3.071,2
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.732,8	1.834,7
Patrimonio	1.732,8	1.834,7
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	5.217,8	5.435,3

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2025 y el 31 de marzo de 2026 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo aumentaron en US\$208,4 millones, llegando a un saldo de US\$295,5 millones al 31 de marzo de 2026. Los usos de fondos del período incluyeron principalmente (i) inversiones en activos fijos por US\$195,5 millones y (ii) pagos de capital e intereses de la deuda por US\$83,6 millones. Las principales fuentes de fondos incluyeron (i) el flujo proveniente de la operación (US\$267 millones), (ii) el segundo desembolso del financiamiento de CAF (US\$200 millones) y (iii) dividendos pagados por la empresa relacionada, TEN, por US\$17,5 millones. El diferencial entre el total de fuentes y usos de fondos fue de US\$208,4 millones que explicaron el aumento en el saldo de efectivo.

Deudores comerciales: La reducción de US\$71,4 millones en este conjunto de partidas se explica principalmente por el diferimiento del pago de facturas de clientes relevantes a los primeros días de enero de 2026 por razones administrativas (US\$57 millones) y por una reducción de US\$24,2 millones en la provisión por el monto a cobrar a raíz del resultado del arbitraje con Total. Los US\$58,9 millones vigentes al 31 de diciembre de 2025 disminuyeron en US\$24,2 millones debido al descuento aplicado al pago de un embarque de GNL en el primer trimestre. Por otra parte, hubo aumentos de US\$6 millones en deudores por ventas de otros servicios y de US\$3,2 millones en cuentas por cobrar a empresas relacionadas.

Inventarios corrientes: El aumento de US\$45,6 millones se explica principalmente por aumentos de (i) US\$31,4 millones en inventarios de gas natural, (ii) US\$11,3 millones en inventarios de carbón debido al mayor despacho de las centrales CTA y CTH, y (iii) US\$3 millones por menores provisiones de obsolescencia.

Impuestos por recuperar: El aumento de US\$0,2 millones corresponde a pagos provisionales mensuales.

Otros activos corrientes: La disminución de US\$30 millones se debió principalmente a una reducción de US\$45,6 millones en el saldo del IVA crédito fiscal, el que llegó a US\$167,6 millones al 31 de marzo, una reducción de US\$4,5 millones en la valorización a mercado de derivados financieros, y una reducción de US\$8,2 millones en gastos anticipados. Esto fue parcialmente compensado por un aumento de US\$28,8 millones en anticipos a proveedores.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$133,3 millones en este rubro responde principalmente al alta de obras en curso por un valor de US\$175,8 millones y altas de vehículos por un valor de US\$0,1 millones, lo que fue parcialmente compensado por la depreciación del ejercicio por un monto de US\$42,6 millones. Entre las altas de activos destacan Wind Fidelia (US\$43,7 millones), Wind Chequenes (US\$26,8 millones), PV Libélula (US\$26,8 millones), BESS Lile (US\$25,9 millones), BESS Kallpa (US\$11,1 millones), la conversión de IEM (US\$9,4 millones), los proyectos BESS Los Loros, Arica y Tocopilla (US\$12,4 millones en total) y mantenimientos de centrales termoeléctricas por un valor de US\$8,3 millones, entre otros.

Otros activos no corrientes: La disminución de US\$68,7 millones en este rubro se debe principalmente a un ajuste negativo de US\$54,3 millones en el valor de derivados financieros, una disminución de US\$14,1 en el valor patrimonial proporcional en TEN explicada por el pago de dividendos a sus accionistas, y una disminución de US\$2,1 millones por la amortización de intangibles. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento de US\$1,2 millones en intangibles relacionados con proyectos de desarrollo y mantenimiento y por un aumento de US\$1,6 millones en impuestos diferidos.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución de US\$76,9 millones debido al traspaso del corto al largo plazo del crédito de US\$50 millones con Banco Estado y el pago de la cuota de capital del financiamiento con IFC y DEG por un total de US\$21,1 millones que fue parcialmente compensado por el paso del largo al corto plazo de una cuota de capital del préstamo con IFC y DEG por un valor de US\$19,2 millones. Además, se produjo una disminución de US\$9,1 millones en la provisión constituida a fines de 2025 por la devolución de pagos recibidos en exceso por el error en el informe técnico del último decreto tarifario. Las demás variaciones se explican por ajustes en la valorización contable de derivados financieros y gastos de financiamiento diferidos.

Otros pasivos corrientes: La disminución de US\$17,6 millones en este conjunto de partidas se debió principalmente a disminuciones en cuentas por pagar a compañías relacionadas (US\$5,2 millones), provisiones por beneficios a los empleados (US\$9,5 millones) y otros pasivos (US\$5,8 millones). Estas disminuciones se vieron parcialmente compensadas por aumentos de US\$2,3 millones en cuentas por pagar a proveedores, y US\$0,7 millones en la provisión de impuesto a la renta.

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$176,9 millones se debe principalmente al segundo desembolso del préstamo con CAF (US\$200 millones) y el paso del corto al largo plazo del préstamo de US\$50 millones con Banco Estado. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por el paso al corto plazo de las cuotas a pagar en enero de 2027 del préstamo del IFC y DEG (US\$19,2 millones), el prepago del tramo B1 del financiamiento con IFC (US\$28 millones), una disminución de US\$2,5 millones en los contratos de arrendamiento financiero y una disminución de US\$0,6 millones por el paso al corto plazo de cuotas del peaje dedicado con TEN. Esta partida también se vio afectada por cambios en el valor a mercado de derivados financieros.

Otros pasivos de largo plazo: El aumento de US\$33,2 millones en este rubro se explica por un aumento de US\$35,1 millones en el pasivo por impuestos diferidos, y una disminución de US\$2 millones en otras provisiones, tales como la provisión para restauración de sitios.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$101,9 millones en el patrimonio se explica por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$118,3 millones, la que fue parcialmente compensada por una caída de US\$16,4 millones en otras reservas, incluyendo ajustes en la contabilización del valor a mercado de derivados financieros.

ANEXO 2

	1T25	2T25	3T25	4Q25	1T26
EBITDA*	159,5	202,0	159,0	130,6	215,6
Ganancia atribuible a la controladora	77,8	107,7	23,0	14,4	118,3
Gastos Financieros	32,5	29,0	30,6	49,9	22,9
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio					
					Mar/26
EBITDA (últimos 12 meses)					707,2
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)					263,3
Gastos Financieros (últimos 12 meses)					132,5
Deuda Financiera					2.706,6
Corriente					105,3
No-Corriente					2.601,3
Efectivo y efectivo equivalente					295,5
Deuda financiera neta					2.411,1

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-25	Mar-26	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente	(veces)	1,14	1,63	43%
	(activos corrientes / pasivos corrientes)				
	Razon ácida	(veces)	1,06	1,45	37%
	((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)				
ENDEUDAMIENTO	Capital de trabajo	MMUS\$	86,8	334,2	285%
	(activos corrientes - pasivos corrientes)				
	Leverage	(veces)	2,01	1,96	-2%
	((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)				
RENTABILIDAD	Cobertura de gastos financieros *	(veces)	4,58	5,34	16%
	((EBITDA / gastos financieros))				
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	4,00	3,83	-4%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	3,87	3,41	-12%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio*	%	12,9%	14,4%	12%
	(ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)				
	Rentabilidad de activos*	%	4,3%	4,8%	13%
	(ganancia atribuible a la controladora / activos totales)				

*Últimos 12 meses

Al 31 de marzo de 2026, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,63x y 1,45x, respectivamente. Ambos indicadores fueron superiores a los índices reportados al cierre de 2025.

La Razón de Endeudamiento al 31 de marzo de 2026 fue de 1,96 veces, inferior al nivel de diciembre de 2025.

La Cobertura de Gastos Financieros al 31 de marzo de 2026 fue de 5,34x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2025 debido a la recuperación del EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 3,83x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 3,41 veces. Excluyendo los pasivos de leasing financiero, estos indicadores serían 3,6x and 3,2x, respectivamente. Esto representa una mejora continua en los ratios desde 2022 a la fecha.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo, fue de 14,4% y 4,8%, respectivamente. Estas cifras se mantienen positivas luego de presentar utilidades en los últimos ejercicios.