28 de octubre de 2026

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US$578 MILLONES Y UN RESULTADO NETO DE US$278 MILLONES EN LOS PRIMEROS NUEVE MESES DE 2026.

El EBITDA alcanzó US$177 millones en el tercer trimestre. El período estuvo marcado por un sólido desempeño operacional y por el continuo avance de la transformación del portafolio de generación de la Compañía, con una mayor contribución de generación renovable propia y sistemas BESS, reduciendo progresivamente la participación de generación fósil. Lo anterior, junto con mayores volúmenes de venta a clientes regulados, impulsó el margen eléctrico y contribuyó a mejorar los indicadores de endeudamiento, reforzando la capacidad de la Compañía para seguir ejecutando su plan de inversiones y su proceso de descarbonización.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US$499,2 millones en el tercer trimestre de 2026, manteniéndose al mismo nivel con respecto al tercer trimestre del año anterior.
- La compañía alcanzó un **EBITDA** de US$ 177,9 millones durante este tercer trimestre y US$578,1 millones acumulado en los primeros nueve meses de 2026, representando un aumento de 11% respecto al mismo periodo del año anterior, producto de una mejora en el margen eléctrico. El crecimiento en los primeros nueve meses del año continúa reflejando el sólido desempeño operacional registrado por la compañía.
- En el tercer trimestre, el **resultado neto** fue una utilidad de US$73,5 millones, llegando a US$278,4 millones acumulados en los primeros nueve meses de 2026, lo que representa un incremento de 34% respecto al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por un mejor desempeño operacional.
- Durante los primeros nueve meses del año, la Compañía continuó avanzando en la ejecución de su plan de crecimiento, alcanzando importantes hitos operacionales. A la fecha, todos los proyectos en desarrollo se encuentran energizados y los sistemas BESS que iniciaron operación comercial durante el año suman aproximadamente 538 MW de capacidad instalada. Adicionalmente, con posterioridad al cierre del período, los 140 MW del parque fotovoltaico Libélula iniciaron su operación comercial, completando la entrada en servicio del proyecto híbrido PV + BESS Libélula. Estos hitos reafirman el compromiso de ENGIE Chile con el desarrollo de una matriz energética más sostenible, confiable y competitive.
- ENGIE revisa al alza su ***guidance*** para el año 2026 en rangos de US$ 720 a 790 millones para EBITDA, y mantiene US$ 640 a 710 millones para CAPEX, y un ratio de Deuda Neta/EBITDA bajo 3,5x.[1]

Resumen de resultados (En millones de US$)

	3T25	3T26	Var %	9M25	9M26	Var%
Total ingresos operacionales	**500,6**	**499,2**	***0%***	**1.598,2**	**1.569,2**	***-2%***
Ganancia operacional	114,2	135,2	*18%*	403,0	445,0	*10%*
EBITDA	**159,0**	**177,9**	***12%***	**520,6**	**578,1**	***11%***
Margen EBITDA	31,8%	35,6%	*12,2%*	32,6%	36,8%	*13,1%*
Total resultado no operacional	(29,9)	(34,7)	*16%*	(65,0)	(67,1)	*3%*
Ganancia atribuible a los controladores	**23,0**	**73,5**	***220%***	**208,5**	**278,4**	***34%***
Ganancia (pérdida) por acción (US$/acción)	0,02	0,07		0,20	0,26	
Ventas de energía (GWh)	3.189	3.042	*-5%*	9.594	8.965	*-7%*
Generación neta de energía (GWh)	2.128	1.654	*-22%*	5.350	4.603	*-14%*
Compras de energía al mercado spot (GWh)	212	481	*127%*	1.668	1.484	*-11%*
Compras de energía bajo contrato (GWh)	877	989	*13%*	2.709	2.986	*10%*

[1] Para mayores detalles sobre *guidance*, ver página 32.

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 30 de septiembre de 2026, mantenía un 8,2% 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.

Índice

HECHOS DESTACADOS 3
HECHOS POSTERIORES 3
TERCER TRIMESTRE DE 2026 3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2026 4
PRIMER TRIMESTRE DE 2026 6
ANTECEDENTES GENERALES 7
Costos Marginales SEN 7
Generación 8
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS 10
Tercer trimestre de 2026 comparado con el tercer trimestre de 2025 y segundo trimestre de 2026 10
Primeros nueve meses de 2026 comparado con primeros nueve meses de 2025 14
Ingresos operacionales 14
Liquidez y recursos de capital 17
Cash Flow 18
Política de dividendos 23
Política de Gestión de Riesgos Financieros 24
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 de septiembre de 2026 25
ANEXO 1 26
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS 26
Ventas Físicas 26
Balance 28
Principales Variaciones del Balance General 28
ANEXO 2 30
INDICADORES FINANCIEROS 31
GUIDANCE - 2026 32
CONFERENCIA TELEFÓNICA 9M26 33

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- **Publicación de La Ley Sobre Reconstrucción Nacional y Desarrollo Económico y Social**: el 17 de octubre de 2026 se publicó en el Diario Oficial la Ley N.º 21.850, "Sobre Reconstrucción Nacional y Desarrollo Económico y Social". Con carácter general, la Ley entrará en vigor el 1 de noviembre de 2026, sin perjuicio de las fechas especiales de vigencia establecidas en sus disposiciones. La Ley establece una reducción gradual de la tasa del impuesto a la renta de primera categoría conforme al siguiente calendario: 2026: 27%/2027: 25,5%/2028: 24%/2029 en adelante: 23%. Hemos estimado que la reducción de las tasas del impuesto a la renta corporativo generaría un beneficio neto por impuestos diferidos estimado en USD 29,7 millones a nivel consolidado de Engie Energía. La posición de pérdidas tributarias y la recuperabilidad de los respectivos activos por impuestos diferidos y determinación de pasivos por depreciación aún se encuentran en proceso de revisión, por lo que el importe definitivo podría variar durante el último trimestre de 2026.
- El **parque fotovoltaico (PV) Libélula,** ubicado en la Región Metropolitana, obtuvo su permiso de operación comercial (COD) el 6 de octubre, que se suma al otorgado a su sistema BESS y completa la entrada en servicio de todo el sitio: PV +BESS Libélula. La planta fotovoltaica cuenta con una potencia máxima bruta de 140 MW y está compuesta por 245.560 paneles solares. La combinación de generación solar y almacenamiento contribuye a una matriz energética más limpia y flexible, en línea con nuestra estrategia 2030.
- Con fecha 1 de octubre, Fitch Ratings ha reafirmado las calificaciones de riesgo de Engie Energía Chile S.A. en **'BBB'**, La perspectiva de la calificación (Rating Outlook) ha sido revisada a **Positiva** desde **Estable**. La perspectiva positiva refleja la expectativa de Fitch de que Engie Chile continúe mejorando su desempeño operativo, reduzca su nivel de apalancamiento medido como deuda financiera neta sobre EBITDA, mantenga sólidos indicadores de cobertura y preserve una posición de liquidez confortable. Fitch asume que el flujo de caja libre (FCF) volverá a ser positivo en 2027, a medida que Engie Chile complete su plan de transición.

TERCER TRIMESTRE DE 2026

- La **Subestación La Ligua**, desarrollada por ENGIE Chile en la Región de Valparaíso, obtuvo la aprobación del Coordinador Eléctrico Nacional e inició su operación comercial (COD) el pasado 29 de septiembre de 2026. La infraestructura forma parte del plan de expansión del sistema de transmisión zonal y contribuirá a fortalecer el abastecimiento eléctrico, especialmente en las comunas de La Ligua, Cabildo, Papudo, Zapallar y Puchuncaví.

- ENGIE Chile obtuvo la entrada en operación comercial de **Infraestructura Energética Mejillones (IEM)** el 29 de septiembre, convirtiéndola en la primera central termoeléctrica reconvertida de carbón a gas natural en Chile. La unidad de 377 MW refuerza la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, facilita la integración de energías renovables y constituye un hito en el proceso de descarbonización y transformación energética impulsado por la compañía.

- ENGIE Chile concluyó la primera etapa de la reconversión del Complejo Energético Mejillones con la **entrada en operación comercial de BESS Lile** el 25 de septiembre, un sistema con 142 MW de potencia y 802 MWh de capacidad de almacenamiento que requirió una inversión de US$174 millones y permite suministrar energía durante hasta cinco horas. El proyecto reutiliza infraestructura existente del complejo y forma parte de la estrategia de descarbonización de la compañía, que ya suma 805 MW de capacidad total instalada en BESS. Esta transformación considera además el retiro progresivo de unidades a carbón y el desarrollo de infraestructura flexible para apoyar la integración de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional.

- **COD BESS Los Loros**: BESS Los Loros está ubicado en el Parque Fotovoltaico Los Loros convirtiendo esta iniciativa de ENGIE en un proyecto PV+BESS. El sistema representa una inversión de US$ 64 millones y cuenta con 48 MW de potencia máxima bruta y 275.23 MWh de capacidad de almacenamiento. La instalación, ubicada en la comuna de Tierra Amarilla, Región de Atacama; está compuesta por 63 contenedores de baterías de litio-ferrofosfato y permite almacenar energía generada por la planta solar durante el día para inyectarla al sistema

eléctrico en momentos de mayor demanda. Su capacidad equivale al consumo anual de aproximadamente 40 mil hogares en Chile.

- **COD Bess Libélula**: Ubicado en las comunas de Colina y Tiltil, a cerca de 40 kilómetros al norte de Santiago, PV & BESS Libélula es el primer proyecto energético de ENGIE Chile en la Región Metropolitana. El complejo representa una inversión en su conjunto de US$320 millones, de los cuales US$ 219 millones corresponde a BESS. El BESS alcanza una potencia máxima bruta de 203 MW y una capacidad de almacenamiento de 1.034 MWh, conformado por 208 contenedores de baterías de ion litio con una autonomía de descarga de cinco horas. Además, se trata del primer proyecto híbrido de ENGIE Chile concebido desde su origen para combinar generación solar y almacenamiento de energía en una misma instalación.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2026

- **COD BESS Arica:** La operación comercial fue autorizada por el Coordinador Eléctrico Nacional el pasado 25 de junio, permitiendo su incorporación al Sistema Eléctrico Nacional y reforzando la confiabilidad del suministro en el norte del país. El proyecto cuenta con una capacidad instalada de 25 MW/150 MWh y consideró una inversión cercana a los US$ 50 millones, destinada a robustecer la infraestructura energética regional. Su principal función es almacenar energía, especialmente durante el día cuando existe mayor generación solar, para luego inyectarla en horarios de mayor demanda. Se trata de un sistema stand-alone conectado directamente a la Subestación Arica.

- Con fecha 24 de junio, La Fiscalía Nacional Económica (FNE) aprobó la operación entre Puerto Ventanas (PVSA), filial de Sigdo Koppers, y Engie Chile, con lo que se avanza de manera significativa la adquisición del **terminal Puerto Andino**, ubicado en la bahía de Mejillones, cumpliendo de esta manera uno de los requisitos indicados en la promesa de compraventa.

- **COD SE Totihue:** ENGIE Chile obtuvo la entrada en operación comercial (COD) de la Subestación Totihue, ubicada en la comuna de Rengo, región de O'Higgins. Con una inversión cercana a los US$40 millones, el proyecto considera una nueva subestación seccionadora de 220/66 kV y una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV entre Totihue y la subestación Rosario, infraestructura que permitirá mejorar la capacidad y confiabilidad del sistema eléctrico zonal.

- **Inauguración Complejo Energético Tocopilla:** Considerado como un caso único de reconversión en Chile, el Presidente de la República, José Antonio Kast, junto al CEO de ENGIE Chile, Juan Villavicencio; inauguraron esta tarde el Complejo Energético Tocopilla, en la Región de Antofagasta. ENGIE Chile transformó un histórico sitio a carbón en un hub estratégico clave para el Sistema Eléctrico Nacional, que integra almacenamiento a través de BESS Tocopilla, servicios complementarios a través de Condensador Síncrono e infraestructura flexible a gas como motor de transición gracias a la Unidad 16, aportando seguridad y estabilidad al sistema eléctrico

- **Colocación bonos verdes:** Con fecha 4 de junio Engie Energía Chile colocó UF 3.000.000 (equivalentes a US$136 millones) en bonos verdes a 7 años, bajo estructura *bullet*, con vencimiento el 15 de mayo de 2033. La tasa cupón fue de 2,95% anual, reflejando condiciones de financiamiento atractivas y consistentes con el sólido perfil crediticio de la compañía. La emisión alcanzó un spread de sólo 77 puntos básicos, mostrando una mejora significativa respecto de referencias previas, impulsada en parte por el reciente *upgrade* de clasificación de riesgo a AA. La operación, en la que Scotiabank y Banco Santander actuaron como asesores financieros, registró una demanda total de UF 8,4 millones, equivalente a una sobresuscripción de 2,8 veces, la más alta observada en el mercado local durante el año para este tipo de instrumentos. Los fondos obtenidos serán destinados al refinanciamiento y desarrollo de proyectos de energía renovable y sistemas de almacenamiento, en línea con el plan de transformación de la compañía hacia una matriz más limpia y sostenible. Sumando este nuevo financiamiento, casi un 80% de la deuda bruta emitida por Engie será verde, reafirmando su compromiso con el financiamiento sostenible y el desarrollo de proyectos de energía renovable y almacenamiento.

- **Energización de proyectos**: a mayo de este año todos los proyectos actualmente en construcción iniciaron sus procesos de energización, avanzando a un ritmo récord para la industria. Se trata de los siguientes proyectos: (i) BESS Los Loros (48 MW), ubicado en Tierra Amarilla, región de Atacama, cuyas baterías se encuentran 100%

energizadas y en proceso de pruebas normativas para su entrada en operación comercial; (ii) PV + BESS Libélula (343 MW), ubicado en Colina y Tiltil, región Metropolitana, uno de los proyectos híbridos más relevantes del portafolio de la compañía que presenta un alto porcentaje de energización y se espera que entre en operación comercial el segundo semestre de 2026; (iii) Parque Eólico Chequenes (165 MW), Pemuco, región de Ñuble, primer parque eólico de la región y con los aerogeneradores más altos de Latinoamérica y que se espera entre en operación comercial el primer semestre de 2027; (iv) Parque Eólico Pampa Fidelia (306 MW), Taltal, región de Antofagasta, que se espera entre en operación comercial el primer semestre de 2027; (v) BESS Kallpa (57 MW), Taltal, región de Antofagasta, primer sistema de almacenamiento de ENGIE Chile integrado a un parque eólico en el país que se espera entre en operación comercial el segundo semestre de 2026; (vi) BESS Lile (142 MW), ubicado en Mejillones, región de Antofagasta, el cual aprovecha infraestructura existente del complejo en Mejillones, transformando instalaciones originalmente asociadas al carbón en infraestructura clave para energía limpia y almacenamiento. En total, estos proyectos suman una inversión de US$ 1.300 millones y un total de 1,1 GW de nueva energía limpia.

- **Calificación Feller Rate:** ENGIE Chile fue elevada a una calificación de largo plazo 'AA' con perspectiva estable por parte de Feller Rate, lo que refleja su sólida posición financiera, la ejecución consistente de su estrategia de transición energética y el respaldo del grupo ENGIE. De acuerdo con el último informe de Feller Rate, la mejora a la categoría AA responde a un perfil crediticio estructuralmente más sólido, acompañado de mejores métricas financieras. Este desempeño se sustenta en una menor exposición al mercado spot, impulsada por mantener un alto nivel de contratación y un aumento en la generación propia. Asimismo, la compañía destaca por una fuerte visibilidad de flujo de caja, respaldada por contratos PPA de largo plazo con contrapartes de alta calidad, junto con el apoyo del grupo, dada su condición de subsidiaria estratégica dentro de ENGIE.

- **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 2026 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 48 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 203 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 bruta de 119 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 descontinuar 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 AZUCAR	Polpaico	Charrua	P. Montt	**Actual**	Crucero	PAN DE AZUCA	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**	37	36	42	42	44
May	56	55	63	61	56	**May**	56	58	66	64	69
Jun	68	68	110	108	105	**Jun**	84	87	98	96	117
Jul	60	63	89	88	104	**Jul**	72	76	91	86	108
Ago	35	37	45	44	50	**Ago**	30	30	31	16	35
Sep	36	36	40	39	35	**Sep**	23	23	23	13	47
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**	**45**	**46**	**52**	**48**	**76**

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 el segundo trimestre de 2026 el costo marginal promedio del sistema fue de 66 USD/MWh. En la zona norte fue de 59 USD/MWh, 65 USD/MWh en el centro y 77 USD/MWh en el sur. Este costo marginal promedio del sistema fue inferior al mismo periodo del año anterior que fue de 80 USD/MWh.

En el tercer trimestre de 2026 el costo marginal promedio del sistema fue de 47 USD/MWh. En la zona norte fue de 45 USD/MWh, 43 USD/MWh en el centro y 63 USD/MWh en el sur. Este costo marginal promedio del sistema fue inferior al mismo periodo del año anterior que fue de 53 USD/MWh.

En lo que va del año 2026 los costos marginales promedio del sistema fueron de 53 USD/MWh, lo que representa una importante disminución respecto al mismo periodo del año anterior donde los costos marginales promedio fueron de 68 USD/MWh. En 2025 el mes de enero estuvo bastante alineado a 2024, el mes de febrero estuvo muy impactado por el evento del corte de luz más una subida que se venía viendo por menor aporte hidroeléctrico y posteriormente el alza estuvo asociada a una menor disponibilidad térmica, menor generación hidroeléctrica, y una recuperación de la demanda. El segundo trimestre estuvo afectado por fallas en algunas líneas de trasmisión que

elevaron los costos marginales especialmente en la zona centro- sur. En el tercer trimestre los costos marginales disminuyen reflejando una mejor eficiencia del sistema por mejor hidrología y mayor aporte de generación renovable.

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)		
	2025	**2026**	**% Variación Año c/A**	**2025**	**2026**	**% Variación Año c/A**	**2025**	**2026**	**% Variación Año c/A**	**2025**	**2026**	**% Variación Año c/A**
Enero	74,1	60,2	*-19%*	80,2	66,8	*-17%*	3,17	7,72	*144%*	110,4	99,1	*-10%*
Febrero	77,8	64,5	*-17%*	83,8	70,9	*-15%*	1,67	3,62	*117%*	99,4	106,3	*7%*
Marzo	81,3	90,1	*11%*	85,4	101,0	*18%*	1,49	3,06	*105%*	97,4	119,6	*23%*
Abril	85,7	100,8	*18%*	90,1	116,7	*30%*	1,51	2,75	*82%*	102,4	102,4	*0%*
Mayo	80,0	102,0	*28%*	81,4	106,5	*31%*	2,19	2,95	*34%*	95,6	113,5	*19%*
Junio	79,8	86,2	*8%*	82,2	86,8	*6%*	2,54	3,12	*23%*	103,6	126,5	*22%*
Julio	81,2	81,5	*0%*	83,9	90,2	*8%*	2,06	2,76	*34%*	104,4	120,1	*15%*
Agosto	76,7	83,7	*9%*	80,4	92,1	*15%*	2,00	2,82	*41%*	99,4	125,9	*27%*
Septiembre	70,3	98,7	*40%*	74,1	113,8	*54%*	2,26	2,92	*30%*	93,0	137,3	*48%*
Octubre	71,7			75,3			2,06			92,9		
Noviembre	70,0			74,4			2,15			96,3		
Diciembre	70,9			74,1			3,09			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 el año lo que ha generado variaciones importantes en los precios de los *commodities*.

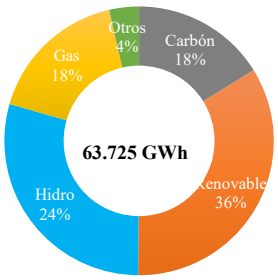
El Henry Hub inició 2026 con un alza significativa, impulsada principalmente por un invierno más severo en EE.UU. y una mayor demanda de gas natural. Desde marzo, el precio se mantiene levemente por sobre los niveles de 2025, aunque con variaciones más acotadas, reflejando una dinámica más contenida frente a otros combustibles. Este desacople se explica por la mayor relación del HH con el mercado interno de EE.UU, mientras que los demás indicadores estuvieron más expuestos al impacto del conflicto en Medio Oriente.

En el segundo trimestre, el Henry Hub se estabiliza respecto del fuerte aumento de inicio de año, reflejando una normalización de la demanda tras el invierno en EE.UU. y una oferta local más balanceada. Aunque el precio continúa sobre los niveles de 2025, la brecha se mantiene acotada frente al alza observada en los primeros meses del año. En el 3T26, los índices internacionales de gas mostraron tendencias contrastantes. El Henry Hub promedió USD 2,8/MMBtu. El mayor nivel de producción de gas natural en Estados Unidos contribuyó a mantener un mercado doméstico bien abastecido.

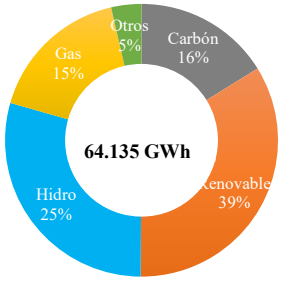
Generación

Los siguientes gráficos presentan un detalle de la generación eléctrica en el SEN por tipo de combustible y por empresa durante los primeros nueve meses de 2025 y 2026:

9M25: Generación por fuente



9M26: Generación por fuente



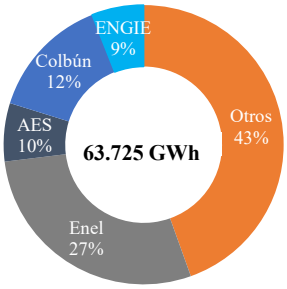
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Las ventas acumuladas a septiembre 2026 alcanzaron los 59.770 GWh, mostrando un aumento de 0,3% en ventas respecto al periodo enero- septiembre de 2025.

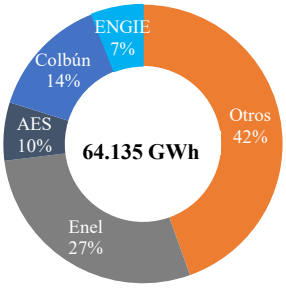
La producción acumulada anual de ERNC a septiembre 2026 es de 29.371 Gwh. A septiembre de 2026, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 41.315 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica.

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 agosto, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó el 69,1% (año del tipo seco).

9M25: Generación por empresa



9M26: Generación por empresa



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 30 de septiembre de 2026 y 30 de septiembre 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.cmfchile.cl).

Resultados de las operaciones

Tercer trimestre de 2026 comparado con el tercer trimestre de 2025 y segundo trimestre de 2026

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US$)

	3T25		2T26		3T26		% Variación	
Ingresos de la operación	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Trim. c/T**	**Año c/A.**
Ventas a clientes regulados……..	237,5	*53%*	266,8	*56%*	280,0	*62%*	*5%*	*18%*
Ventas a clientes no regulados……..	170,2	*38%*	145,5	*30%*	159,5	*35%*	*10%*	*-6%*
Ventas al mercado spot……..…….	38,6	*9%*	65,3	*14%*	10,3	*2%*	*-84%*	*-73%*
Total ingresos por venta de energía y potencia	**446,3**	*89%*	**477,6**	*92%*	**449,7**	*90%*	***-6%***	***1%***
Ventas de gas..……	21,5	*4%*	8,6	*2%*	8,7	*2%*	*1%*	*-60%*
Otros ingresos operacionales……..	32,8	*7%*	35,5	*7%*	40,8	*8%*	*15%*	*24%*
Total ingresos operacionales……..	**500,6**	*100%*	**521,6**	*100%*	**499,2**	*100%*	***-4%***	***0%***
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1)…….	1.573	*49%*	1.285	*43%*	1.308	*43%*	*2%*	*-17%*
Ventas de energía a clientes regulados…….	1.616	*51%*	1.681	*57%*	1.734	*57%*	*3%*	*7%*
Ventas de energía al mercado spot……..	-	*0%*	-	*0%*	-	*0%*	-	-
Total ventas de energía……	**3.189**	*100%*	**2.967**	*100%*	**3.042**	*100%*	***3%***	***-5%***
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.$/MWh)(1)	**147,0**		**158,7**		**161,5**		***2%***	***10%***
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados(U.S.$/MWh) (2)	**108,2**		**113,2**		**122,0**		***8%***	***13%***

En el tercer trimestre de 2026, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US$449,7 millones, aumentando un 1% con respecto al mismo trimestre del año anterior y disminuyendo un 6% respecto al trimestre inmediatamente anterior.

Las ventas de energía a clientes regulados aumentaron un 5% respecto al trimestre anterior producto de mayor volumen (3%) y precio promedio monómico (2%)

Respecto al mismo periodo del año anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados aumentaron un 18% explicado por un aumento en la demanda (7%) así como también por alza en los precios promedio monómico (10%).

En tanto, se observa una caída en la venta física a clientes libres durante el tercer trimestre de 2026 versus el mismo periodo del año anterior. La baja se debe a que, en uno de los contratos con Codelco, 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 disminuyeron 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 que afectan su valor producto de las variaciones en los precios marginales durante el trimestre.

Durante el tercer trimestre, el ítem ventas de gas se mantiene en niveles similares respecto al trimestre anterior pero se reduce de forma más importante respecto al mismo trimestre del año anterior.

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 esta partida reconoce un recupero de seguro por US$3,1 millones.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US$)

	3T25		2T26		3T26		% Variación	
Costos de la operación	**Amount**	**% of total**	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Trim. c/T**	**Año c/A**
Combustibles…….	(101,7)	*26%*	(88,2)	*23%*	(99,9)	*27%*	*13%*	*-2%*
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot…..	(121,2)	*31%*	(183,8)	*48%*	(120,2)	*33%*	*-35%*	*-1%*
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(43,6)	*11%*	(43,8)	*11%*	(41,7)	*11%*	*-5%*	*-5%*
Otros costos directos de la operación	(119,4)	*31%*	(67,7)	*18%*	(90,9)	*25%*	*34%*	*-24%*
Total costos directos de ventas…….	**(386,0)**	*100%*	**(383,5)**	*100%*	**(352,6)**	*97%*	***-8%***	***-9%***
Gastos de administración y ventas…….	(12,9)	*3%*	(9,6)	*3%*	(15,5)	*4%*	*61%*	*20%*
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas……	(1,2)	*0%*	(1,0)	*0%*	(1,0)	*0%*	*0%*	*-15%*
Otros ingresos/costos de la operación…	13,6	*-4%*	12,2	*-3%*	5,2	*-1%*		
Total costos de la operación.……	**(386,4)**	*100%*	**(381,9)**	*100%*	**(364,0)**	*100%*	***-5%***	***-6%***
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad…….								
Solar….....	112	*5%*	68	*4%*	159	*9%*	*135%*	*42%*
Eólico….....	371	*17%*	359	*23%*	495	*29%*	*38%*	*34%*
Hidro….....	41	*2%*	28	*2%*	64	*4%*	*128%*	*55%*
**Total Renovables…..... **	**524**		**455**		**719**		*58%*	*37%*
Carbón….....	1.022	*46%*	508	*32%*	391	*23%*	*-23%*	*-62%*
Gas….....	594	*27%*	503	*32%*	475	*27%*	*-6%*	*-20%*
Diesel fuel oil….....	-	*0%*	5	*0%*	21	*1%*	-	-
**Total Térmico…..... **	**1.617**		**1.015**	*0%*	**887**		*-13%*	*-45%*
Bess….....	**102**	*5%*	**94**	*6%*	**122**	*7%*	*30%*	*20%*
Total generación bruta…….	**2.243**	*100%*	**1.565**	*100%*	**1.728**	*100%*	*10%*	***-23%***
Menos Consumos propios…….	(115)	*-5%*	(86)	*-6%*	(74)	*-4%*	*-14%*	*-36%*
Total generación neta……..	**2.128**	*66%*	**1.479**	*50%*	**1.654**	***53%***	*12%*	***-22%***
Compras de energía en el mercado spot…….	212	*7%*	397	*13%*	481	***15%***	*21%*	*127%*
Compras de energía bajo contrato ….	877	*27%*	1.100	*37%*	989	***32%***	*-10%*	*13%*
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión……	**3.218**	*100%*	**2.976**	*100%*	**3.124**	***100%***	*5%*	***-3%***

La generación bruta de electricidad disminuyó un 23% con respecto al mismo trimestre del año anterior y se incrementó un 10% con respecto al segundo trimestre de 2026.

Se registró una menor generación a carbón, especialmente en comparación con el tercer 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. Esta unidad actualmente ya cuenta con su COD convirtiéndola en la primera central termoeléctrica reconvertida de carbón a gas natural en Chile. La generación con gas es menor respecto a los periodos analizados principalmente por fallas y limitaciones de la U16 durante agosto y septiembre. En tanto, las unidades CTA y CTH continúan operando con carbón en cumplimiento de lo requerido por la autoridad, fijándose su desconexión para mayo de 2027

La generación renovable fue mayor en comparación con el trimestre anterior. Hubo una mejora en la generación eólica en este periodo por un mayor aporte del parque eólico Kallpa, así como también de los parques eólicos Pampa Fidelia y Chequenes ambos parques ya energizados con COD esperado para principios del año 2027. En este trimestre se observa una recuperación en la generación solar, especialmente en los parques solares Los Loros, Tamaya y Capricornio, así como también el impacto del nuevo parque solar Libélula. En tanto respecto a los sistemas Bess, Bess Tocopilla (119 MW bruta) tuvo su COD en febrero de este año y Bess Arica (25,4 MW bruta) tuvo su

COD en junio de este año, en tanto Bess Los Loros, Bess Lile y Bess Libélula tuvieron su inicio de operación comercial en este tercer trimestre. Los sistemas BESS representaron un 7% de nuestra generación neta en el trimestre.

El ítem de costo de combustibles presentó un incremento de 14% con respecto al trimestre anterior por una leve alza de precios de combustibles pese a la menor generación térmica. En tanto con respecto al mismo trimestre del periodo anterior, el costo de combustibles se mantiene en niveles similares pese a la disminución en generación térmica que no logra compensar el alza en precio de combustibles.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' es similar al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a menores precios spot que compensaron los mayores volúmenes comprados en el tercer trimestre de 2026. En comparación con el segundo trimestre de 2026, el costo de las compras de energía y potencia en el mercado spot disminuyó, debido a menores precios de compra, que compensaron el aumento de 21% en los volúmenes adquiridos. Las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores llegaron a 989 GWh en este trimestre.

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. Esta partida este trimestre contempla mayores provisiones de mantenimiento y otros por US$12 millones. En 3Q25 este ítem incluía provisiones asociadas a la transición energética que no tienen un efecto en caja por alrededor de US$30 millones, como por ejemplo obsolescencia de repuestos, desmantelamientos, provisiones de contrato oneroso y provisiones ambientales, entre otras.

Los gastos de administración y ventas aumentan respecto de los trimestres anteriores, principalmente debido a mayores gastos asociados a una iniciativa de transformación y estandarización de procesos del negocio, orientada a alinearlos con las mejores prácticas globales del Grupo ENGIE (US$3 millones)

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$)

	2025					2026		
	1T25	**2T25**	**3T25**	**4T25**	**2025**	**1T26**	**2T26**	**3T26**
Margen Eléctrico								
Total ingresos por ventas de energía y potencia……	**432,7**	**436,9**	**446,3**	**419,8**	**1.735,8**	**461,8**	**477,6**	**449,7**
Costo de combustible……..	(67,2)	(106,1)	(101,7)	(87,5)	(362,5)	(79,9)	(88,2)	(99,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot…	(195,6)	(147,0)	(121,2)	(143,9)	(607,7)	(166,6)	(183,8)	(120,2)
Utilidad bruta del negocio de generación …	**170,0**	**183,9**	**223,4**	**188,4**	**765,7**	**215,3**	**205,5**	**229,6**
Margen eléctrico	*39%*	*42%*	*50%*	*45%*	*44%*	*47%*	*43%*	*51%*

En el tercer trimestre de 2026, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US$6,2 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales de un 50% a un 51% de los ingresos por ventas de energía y potencia. En términos generales la estructura de costos de este 3Q26 es muy similar a la del mismo trimestre del año anterior, este trimestre muestra menores costos de combustibles y de costos de compra al spot, que representaron una leve caída de 1%. En tanto, hubo un leve aumento en los ingresos por ventas de energía y potencia de US$3,4 millones (1%).

Por otra parte, respecto al segundo trimestre de 2026, hubo un aumento de US$23,5 millones en la utilidad bruta del negocio, pasando el margen de un 43% a un 51%. Hubo menores ingresos por ventas de energía y potencia (US$27,9 millones), mayor costo de combustibles (US$12,4 millones), y un menor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US$63,6 millones) principalmente debido a los menores precios de compra en el sistema que logró compensar los menores ingresos por venta de energía y potencia y el mayor costo de combustible.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US$)

EBITDA	**3T25**		**2T26**		**3T26**		**% Variación**	
	Monto	**%**	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**	**Trim. c/T**	**Año c/A**
Total ingresos de la operación	500,6	*100%*	521,6	*100%*	499,2	*100%*	*-4%*	*0%*
Total costo de ventas	(386,0)	*-77%*	(383,5)	*-74%*	(352,6)	*-71%*	*-8%*	*-9%*
Ganancia bruta……	**114,7**	*23%*	**138,1**	*26%*	**146,6**	*29%*	***6%***	***28%***
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(0,5)	*0%*	1,6	*0%*	(11,3)	*-2%*	*-800%*	*2291%*
Ganancia Operacional.……	**114,2**	*23%*	**139,7**	*27%*	**135,2**	*27%*	***-3%***	***18%***
Depreciación y amortización……..	44,8	*9%*	44,8	*9%*	42,7	*9%*	*-5%*	*-5%*
EBITDA……	**159,0**	*31,8%*	**184,6**	*35,4%*	**177,9**	*35,6%*	***-4%***	***12%***

El EBITDA del tercer trimestre de 2026 llegó a US$177,9 millones, un aumento de 12% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y una caída de 4% respecto al trimestre pasado debido principalmente al menor resultado operacional en este periodo.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US$)

Resultados no operacionales	**3T25**		**2T26**		**3T26**		**% Variación**	
	Monto	**% Ingresos**	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**% Ingresos**	**Trim. c/T**	**Año c/A**
Ingresos financieros……..	4,2	*1%*	3,1	*1%*	2,6	*0%*	*-15%*	*-36%*
Gastos financieros……..	(30,6)	*-6%*	(24,3)	*-4%*	(26,3)	*-5%*	*8%*	*-14%*
Diferencia de cambio……..	(3,6)	*-1%*	(2,4)	*0%*	(11,1)	*-2%*	*370%*	*204%*
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos……	-	*0%*	-	*0%*	0,1	*0%*	*n.a.*	*n.a.*
Total resultado no operacional	**(29,9)**	*-6%*	**(23,6)**	*-4%*	**(34,7)**	*-6%*		
Ganancia antes de impuesto……	84,2	*16%*	116,2	*21%*	100,6	*18%*	*-13%*	*19%*
Impuesto a las ganancias……	(61,3)	*-12%*	(29,5)	*-5%*	(27,1)	*-5%*	*-8%*	*-56%*
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuadas después de impuesto…..	23,0	*4%*	86,6	*16%*	73,5	*13%*	*-15%*	*220%*
Utilidad (pérdida) del ejercicio	**23,0**	*4%*	**86,6**	*16%*	**73,5**	*13%*	***-15%***	***220%***
Ganancia por acción……	**0,02**	*0%*	**0,08**	*0%*	**0,07**	*0%*		

En el tercer trimestre de 2026 los ingresos financieros mostraron una disminución de US$1,6 millones en comparación con el tercer trimestre de 2025, debido a menores tasas de interés y menores saldos promedio de efectivo. Por estas mismas razones, los ingresos financieros disminuyeron en US$0,5 millones con respecto al segundo trimestre de 2026.

La disminución de US$8,6 millones en gastos financieros en el tercer trimestre de 2026, en relación con el tercer trimestre de 2025, se debió principalmente al aumento de US$6,5 millones en intereses capitalizados y a menores tasas de interés que contrarrestaron el aumento en los saldos promedio de deuda. La disminución de US$2,3 millones en gastos financieros en comparación con el segundo trimestre de 2026 se debió principalmente a la disminución en la amortización de costos de financiamiento y ajustes del valor de derivados, que fueron parcialmente compensados por un aumento de US$14,1 millones en la capitalización de intereses.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US$11,1 millones en el tercer trimestre, una variación negativa de US$7,5 millones en comparación con la pérdida de cambio observada en el tercer trimestre de 2025, y

una variación negativa de US$8,7 millones en relación al segundo trimestre de 2026. Esto se explica por el efecto de la volatilidad 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.

En los trimestres analizados, la compañía reportó otros ingresos y egresos fuera de la operación por valores mínimos.

Ganancia neta

En el tercer trimestre de 2026, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US$73,5 millones, un aumento de 220% en comparación con el mismo trimestre del año anterior y una disminución de 15% con respecto al segundo trimestre de 2026, principalmente debido a las variaciones ya comentadas en el resultado operacional y a las pérdidas por diferencia de cambio. Una menor provisión de impuesto a la renta, debida principalmente a un aumento puntual en el gasto por impuestos diferidos en el tercer trimestre de 2025, también contribuyó al aumento de la ganancia neta después de impuestos. La fusión de Central Termoeléctrica Andina (CTA) con EECL durante 2025 generó un "badwill" tributario y por ende un reconocimiento de un pasivo de impuestos diferidos de aproximadamente US$37 millones.

Primeros nueve meses de 2026 comparado con primeros nueve meses de 2025

Ingresos operacionales

Información a septiembre (en millones de US$)

	9M25		9M26		Variación	
Ingresos de la operación	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**%**
Ventas a clientes no regulados……..	537,5	*41%*	449,3	*32%*	-88,2	-16%
Ventas a clientes regulados……..	695,5	*53%*	815,4	*59%*	119,9	17%
Ventas al mercado spot……..	83,0	*6%*	124,5	*9%*	41,4	50%
Total ingresos por venta de energía y potencia……	**1.316,0**	*82%*	**1.389,1**	*89%*	**73,1**	6%
Ventas de gas..……	183,9	*12%*	31,6	*2%*	-152,4	-83%
Otros ingresos operacionales…….	98,3	*6%*	148,5	*9%*	50,2	51%
Total ingresos operacionales……..	**1.598,2**	*100%*	**1.569,2**	*100%*	**-29,0**	-2%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1)…….	4.740	*49%*	3.876	*43%*	-864	-18%
Ventas de energía a clientes regulados…….	4.793	*50%*	5.089	*57%*	295	6%
Ventas de energía al mercado spot……..	62	*1%*	-	*0%*	-62	-100%
Total ventas de energía…….	**9.594**	*100%*	**8.965**	*100%*	**-630**	-7%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.$/MWh)(2)	**113,4**		**115,9**		**2,5**	2%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.$/MWh) (3)	**145,1**		**160,2**		**15,1**	10%

En los primeros nueve meses de 2026, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US$1.389 millones, aumentando un 6% (US$73,1 millones) con respecto al mismo periodo de 2025, debido principalmente a los mayores volúmenes de venta de clientes regulados y los aumentos de los precios promedio monómicos tanto de clientes regulados como libres que compensa la caída en volumen en el segmento de clientes libres.

Respecto a la venta física, se observa una caída en la venta a clientes libres durante los primeros nueve meses de 2026. La baja se debe a que, en el contrato con Codelco 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 tanto el segmento de clientes regulados muestra un aumento en la venta física de un 6% respecto al mismo periodo del año anterior, explicado por crecimiento demanda vegetativa y por aumento de prorrata de asignación.

En términos físicos, no tenemos ventas al mercado spot en este periodo. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el CEN además de pagos de sobrecostos y servicios complementarios que afectan su valor producto de las variaciones en los precios marginales durante el periodo.

El ítem ventas de gas tuvo una menor contribución a la del periodo anterior. En 2025, la compañía realizó ventas de gas a otros operadores, así como también reconoció la compensación por el fallo del arbitraje con el proveedor de gas por el incumplimiento de contratos en años anteriores por un total de US$101,2 millones, más intereses devengados y menos costos legales. En los primeros nueve meses de 2026 trimestre no se han registrado ventas extraordinarias de gas u otros conceptos relacionados.

Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). En los primeros nueve meses de este año se registró un recupero total de seguros por US$26,5 millones, así como también un incremento US$10,4 millones en el valor de peajes a recibir explicado por mayor VATT zonal y reliquidaciones de transmisión.

Costos operacionales

Información a septiembre (en millones de US$)

	9M25		9M26		Variación	
Costos de la operación	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**%**
Combustibles……	(274,9)	*23%*	(268,1)	*24%*	*-6,9*	*-3%*
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot…	(463,8)	*39%*	(470,6)	*42%*	*6,8*	*1%*
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(114,6)	*10%*	(130,0)	*12%*	*15,4*	*13%*
Otros costos directos de la operación	(324,6)	*27%*	(234,4)	*21%*	*-90,2*	*-28%*
Total costos directos de ventas…….	**(1.177,9)**	*99%*	**(1.103,0)**	*98%*	***-74,9***	***-6%***
Gastos de administración y ventas…….	(39,3)	*3%*	(36,9)	*3%*	*-2,4*	*-6%*
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas……	(3,0)	*0%*	(3,0)	*0%*	*0,1*	*2%*
Otros ingresos/costos de la operación…	24,9	*-2%*	18,8	*-2%*		
Total costos de la operación..……	**(1.195,3)**	*100%*	**(1.124,2)**	*100%*	***-71,1***	***-6%***
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad…….						
Solar….....	391	*7%*	357	*7%*	*-34*	*-9%*
Eólico….....	949	*17%*	1.120	*23%*	*170*	*18%*
Hidro….....	96	*2%*	109	*2%*	*12*	*13%*
**Total Renovables…..... **	**1.436**	*0%*	**1.585**	*0%*	*148*	*10%*
Carbón….....	2.523	*45%*	1.390	*29%*	*-1.133*	*-45%*
Gas….....	1.405	*25%*	1.526	*31%*	*121*	*9%*
Diesel fuel oil….....	16	*0%*	25	*1%*	*9*	*na*
**Total Térmico…..... **	**3.944**	*0%*	**2.941**	*0%*	*-1.003*	*-25%*
**Bess…..... **	**285**	*5%*	**327**	*7%*	*43*	*15%*
**Total generación bruta…… **	**5.665**	*100%*	**4.853**	*100%*	***-812***	***-14%***
Menos Consumos propios…….	(315)	*-6%*	(251)	*-5%*	*64*	*-20%*
**Total generación neta……. **	**5.350**	***55%***	**4.603**	***51%***	***-747***	***-14%***
Compras de energía en el mercado spot…….	1.668	***17%***	1.484	***16%***	*-184*	*-11%*
Compras de energía contrato puente…….	2.709	***28%***	2.986	***33%***	*277*	*10%*
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión..……	**9.727**	***100%***	**9.073**	***100%***	***-654***	***-7%***

La generación bruta de electricidad disminuyó un 14% con respecto a los primeros nueve meses del año anterior. 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. Esta unidad actualmente ya cuenta con su COD convirtiéndola en la primera central termoeléctrica

reconvertida de carbón a gas natural en Chile. Por otro lado, las unidades CTA y CTH continúan operando en cumplimiento de los requerimientos de la autoridad, estimándose su desconexión para mayo de 2027. En tanto hubo una mayor generación con gas ya que en el primer trimestre de 2025 la unidad de ciclo combinado a gas (U16) tuvo un mantenimiento mayor en ese periodo.

La generación renovable fue mayor, principalmente por una mayor generación eólica en este periodo por un mayor aporte del parque eólico Kallpa, así como también de los parques eólicos Pampa Fidelia y Chequenes ambos parques ya energizados con COD esperado para principios del año 2027. En tanto se apreció el aporte de BESS en nuestra matriz de generación, representando un 7% de nuestra generación en los primeros nueve meses de 2026.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' aumentó en US$6,8 millones (1%) con respecto al mismo periodo del año anterior, fundamentalmente debido a la combinación de menores precios realizados al momento de comprar dicha energía y mayores volúmenes de energía comprados.

El costo de la depreciación aumenta debido a la entrada en operación de nuevas unidades durante el año. También hay un impacto por la depreciación del *Overhaul* de la U16 la cual se empezó a depreciar en agosto 2025.

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. Este ítem disminuye respecto al año anterior debido a menores costos de mantenimiento y a menores provisiones asociadas a la transición energética que no tienen un efecto en caja.

Los gastos de administración y ventas disminuyeron un 6% respecto al mismo periodo del año anterior debido principalmente a menores costos por servicios de terceros y asesorías.

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$6,7 millones en los primeros nueve meses de este año.

Resultado operacional

Información a septiembre 2026 (en millones de US$)

EBITDA	**9M25**		**9M26**		**Variación**	
	Monto	**%**	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**
Total ingresos de la operación	1.598,2	*100%*	1.569,2	*100%*	*-29,0*	*-2%*
Total costo de ventas	(1.177,9)	*74%*	(1.103,0)	*70%*	*-74,9*	*-6%*
Ganancia bruta……	**420,4**	*26%*	**466,2**	*30%*	***45,8***	***11%***
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(17,4)	*1%*	(21,2)	*1%*	*3,8*	*22%*
Ganancia Operacional…..……	**403,0**	*25%*	**445,0**	*28%*	***42,1***	*10%*
Depreciación y amortización……..	117,6	*7%*	133,0	*8%*	*15,4*	*13%*
EBITDA……..……	**520,6**	*32,6%*	**578,1**	*36,8%*	***57,5***	***11%***

El EBITDA de los primeros nueve meses de 2026 alcanzó los US$578,1 millones un aumento de 11% o de US$57,5 millones en comparación con igual periodo del año anterior, debido principalmente a un mejor resultado operacional del periodo.

Resultados financieros

Información a septiembre (en millones de US$)

	9M25		9M26		Variación	
Resultados no operacionales	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**%**
Ingresos financieros…….	17,4	*2%*	8,6	*1%*	*-8,8*	*-50%*
Gastos financieros…….	(92,2)	*-8%*	(73,6)	*-7%*	*18,6*	*-20%*
Diferencia de cambio……..	10,5	*1%*	(2,2)	*0%*	*-12,7*	*-121%*
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos…	(0,7)	*0%*	0,1	*0%*	*0,8*	*-110%*
Total resultado no operacional	**(65,0)**	*-6%*	**(67,1)**	*-6%*		
Ganancia antes de impuesto…….	338,0	*31%*	378,0	*35%*	***40,0***	***12%***
Impuesto a las ganancias……..	(129,5)	*-12%*	(99,5)	*-9%*	*30,0*	*-23%*
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuadas después de impuesto…..	208,5	*19%*	278,4	*26%*	***70,0***	*34%*
Utilidad (pérdida) del ejercicio	**208,5**	*0%*	**278,4**	*0%*	***70,0***	***34%***
Ganancia por acción……	**0,20**	*0%*	**0,26**	*0%*		

Los ingresos financieros disminuyeron en US$8,8 millones con respecto los primeros nueve meses de 2025 debido a menores saldos de efectivo, menores tasas de interés, y a los intereses de US$3,7 millones recibidos por la venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería en el contexto de la ley PEC-3 en abril de 2025.

La disminución de US$18,6 millones en gastos financieros en los primeros nueve meses de 2026 en comparación con los primeros nueve meses del año anterior se debió principalmente al aumento de US$22,6 millones en intereses capitalizados y la menor tasa de interés de la deuda financiera de la compañía que bajó de 5,4% al 30 de septiembre de 2025 a 5,0% al 30 de septiembre de 2026.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US$2,3 millones en los primeros nueve meses de 2026, que compara negativamente con una ganancia de US$10,5 millones en los primeros nueve meses de 2025, producto de la volatilidad cambiaria especialmente a partir del inicio del conflicto en el Medio Oriente, con tendencia a la depreciación del peso chileno a partir del segundo trimestre de 2026. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar y provisiones), incluyendo los pasivos por concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16, así como la valorización de derivados financieros de cobertura.

Ganancia neta

En los primeros nueve meses de 2026, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US$278,4 millones, un incremento de US$70 millones en comparación con los primeros nueve meses de 2025, debido principalmente a un mejor resultado operacional, con un aumento de EBITDA de US$57,5 millones, menores gastos financieros netos y una menor provisión de impuesto a la renta. Esto último se explica por un incremento puntual de US$37 millones en impuestos diferidos en el tercer trimestre de 2025. Esto fue parcialmente compensado por las pérdidas por diferencia de cambio.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de septiembre de 2026, EECL contaba con recursos en efectivo por US$265,8 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US$2.476 millones, incluyendo US$294,4 millones de deuda con vencimiento dentro de un año producto principalmente del crédito de US$250 millones con Scotiabank que vence en julio de 2027. Durante el segundo trimestre de 2026, la compañía emitió su segundo bono local por un monto equivalente en dólares de US$136,4 millones a 7 años, que usó principalmente para el prepago total del crédito de US$170 millones sindicado por el Banco Santander. En el primer trimestre de 2026, la compañía realizó un desembolso de US$200 millones bajo el 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, prepagar deuda y mejorar su disponibilidad de recursos líquidos.

Cash Flow[2]

Información a septiembre de cada año (en millones de US$)

Estado de flujo de efectivo	**2025**	**2026**
Flujos de caja netos provenientes de la operación	509,0	674,6
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(593,7)	(464,0)
Flujos de caja netos obtenidos (usados) de actividades de financiamiento	(162,9)	(30,3)
Cambio en el efectivo	**(247,6)**	**180,2**

Flujos de caja provenientes de la operación

En los primeros nueve meses de 2026, el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US$674,66 millones después de pagos de impuestos por US$2,2 millones, un ingreso por compensación de seguros de US$11,8 millones y el pago de primas de seguro por US$29,2 millones.

Los flujos provenientes de la operación fueron superiores a los US$509 millones informados en los primeros nueve meses de 2025, principalmente debido al buen resultado operacional del período. Cabe notar que las cifras de ambos periodos no son totalmente comparables ya que en 2025 el flujo de caja proveniente de la operación se informaba neto de gastos financieros por US$86 millones. Por otra parte, en 2025 no se recibieron ingresos por compensaciones de seguros, mientras que el pago de primas (US$35,6 millones) fue superior al de 2026. Por último, el flujo de caja operacional en 2025 incluía US$112,4 millones recibidos en abril por la segunda y última venta de documentos de pago en el contexto de la ley PEC-3.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En los primeros nueve meses de 2026, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US$464 millones, principalmente por US$529,4 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$45 millones. Otros flujos incluyeron dividendos recibidos de TEN por US$17,5 millones e ingresos financieros de US$9,9 millones.

En los primeros nueve meses de 2025, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US$593,7 millones, principalmente por US$604,4 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

[2] 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.

subestaciones de transmisión y mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión. Otros flujos incluyeron ingresos financieros de US$13,2 millones.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en los primeros nueve meses de 2025 y de 2026 ascendieron a US$604,4 millones y US$529,4 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

Información a septiembre de cada año (en millones de US$)

CAPEX	**2025**	**2026**
Subestaciones de transmisión……	30,0	29,3
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos……..	27,3	18,9
Mantención mayor lineas y equipos de transmisión	7,5	6,3
Parque fotovoltaicos……..……	114,0	71,4
Parques eólicos……..……	245,5	230,4
Bess….....	165,0	131,3
Otros……..	15,0	41,9
Total inversión en activos fijos	**604,4**	**529,4**

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En los primeros nueve meses de 2025 se registraron activaciones de intereses por US$22,5 millones, mientras en los primeros nueve meses de 2026 los intereses activados ascendieron a US$45 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En los primeros nueve meses de 2026, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una salida neta de efectivo de US$30,3 millones. Los aumentos de deuda incluyeron el segundo desembolso de US$200 millones del contrato de financiamiento firmado con la CAF y la colocación de un bono local a 7 años por UF 3 millones, equivalentes a US$136,4 millones. Los pagos de deuda incluyeron el prepago total del préstamo sindicado por Banco Santander por US$170 millones, cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US$40,2 millones), el prepago de US$28 millones del saldo del Tramo B1 del financiamiento con IFC, el pago de una cuota del crédito de BID Invest por US$2,2 millones y US$5,2 millones de pago de cuotas de arrendamientos financieros. Por último, los flujos de actividades de financiamiento incluyeron pagos de dividendos de US$65,8 millones y de intereses por US$55,2 millones. Los intereses efectivamente pagados ascendieron a US$100,2 millones, de los cuales US$45 millones fueron capitalizados y registrados en el flujo de inversiones en activo fijo.

En los primeros nueve meses de 2025, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una salida neta de efectivo de US$162,9 millones como resultado de la colocación de bonos verdes en el mercado local (US$122 millones), que fue contrarrestada por los usos de fondos que se detallan a continuación: (i) El repago del saldo de US$135,5 millones de un bono 144-A con vencimiento el 29 de enero de 2025, (ii) el pago de un préstamo de US$50 millones con BCI; (iii) pagos de cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US$42,2 millones); (iv) pago de la primera cuota de capital del préstamo con BID Invest (US$1,1 millones); (v) pagos de contratos de arrendamiento financiero (US$2,6 millones), y (vi) pagos de dividendos por US$53,7 millones.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de septiembre de 2026.

Obligaciones Contractuales al 30/09/26
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria…….	988,6	294,4	241,9	196,9	255,5
Deuda intercompañía…….	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S)……..……..	1.487,4	-	225,1	500,0	762,2
Leasing financiero - contrato peaje TEN…..	46,2	2,4	5,6	6,7	31,5
Leasing financiero - NIIF 16	112,3	4,2	10,9	6,0	91,2
Costo financiero diferido.....……	(24,9)	-	(13,7)	(6,0)	(5,1)
Intereses devengados…….	36,4	36,4	-	-	-
Valoración a mercado swaps……..	26,1	8,6	2,7	1,1	13,7
Total	**2.672,1**	**346,1**	**472,4**	**704,7**	**1.148,9**

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.

Al 30 de septiembre de 2026, la deuda financiera consolidada de la compañía alcanzaba US$2.476 millones (US$2.672,1 millones incluyendo arrendamientos financieros, intereses devengados, valorización a mercado de derivados de cobertura y gastos de financiamiento diferidos).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron US$346,1 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$294,4 millones, incluyendo el vencimiento de un préstamo de US$250 millones de Scotiabank en julio de 2027, y la porción de corto plazo de otros préstamos de largo plazo: US$38,4 millones del financiamiento de IFC y DEG (dos cuotas por un valor de US$19,2 millones cada una, pagaderas el 15 de enero y el 15 de julio de 2027, y dos cuotas de capital del financiamiento con BID Invest por un total de US$6,05 millones pagaderas en diciembre de 2026 y junio de 2027.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US$694,2 millones al 30 de septiembre de 2026 (US$50 millones con Banco Estado, US$114 millones con BID Invest, US$230,2 millones con IFC y DEG y US$300 millones con la Corporación Andina de Fomento (CAF)). Esta cifra representa una reducción desde los US$932 millones registrados al cierre de diciembre de 2025 debido principalmente al paso al corto plazo del financiamiento de US$250 millones de Scotiabank y al prepago del préstamo de US$170 millones sindicado por Banco Santander con recursos provenientes de la emisión de un bono en el mercado local, contrarrestado con el segundo desembolso de US$200 millones del crédito de CAF en enero de 2026. 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 (CO_2) 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 30 de septiembre de 2026 el saldo era de US$120,1 millones con una vida media remanente de 3,5 años. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman US$105,1 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 un 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 nocional 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 con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé y de prepagar pasivos de éstos. El préstamo devengaba 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 nocional 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. Este préstamo fue prepagado en su totalidad y el derivado de tasa de interés fue terminado el 15 de junio de 2026.

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 US$350 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 incluía 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. 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 nocional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto nocional 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$268,6 millones al 30 de septiembre 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. Los US$100 millones restantes fueron girados el 7 de octubre de 2026, con posterioridad al cierre de estos estados financieros.

Al 30 de septiembre 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 en 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%.

Según lo informado en un Hecho Esencial de fecha 4 de junio de 2026, la compañía completó su segunda colocación de bonos verdes en el mercado local por UF 3.000.000 a 7 años plazo. La tasa cupón es 2,95% anual, mientras que la tasa de colocación fue de 3,17% anual. La compañía cerró un contrato del tipo cross-currency swap con Banco Santander para llevar la obligación a dólares a una tasa fija anual de 5,39%.

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$46,2 millones.

Al 30 de septiembre de 2026, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US$112,3 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 30 de septiembre de 2026, un 88% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 12% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (US$52,5 millones del financiamiento con BID Invest, US$75 millones del préstamo con Scotiabank, US$107,4 millones del financiamiento del IFC y DEG, y US$60 millones del crédito con CAF).

Al 30 de septiembre de 2026
Vencimiento contractual (en millones de US$)

	Tasa de interés promedio	2026	2027	2028	2029	2029 y más	Total
Tasa Variable							
(US$)	6,0753%	1,4	4,4	8,3	27,5	11,0	52,5
(US$)	4,9870%	-	75,0	-	-	-	75,0
(US$)	5,1451%	-	15,3	15,3	15,3	61,4	107,4
(US$)	5,0485%	-	-	-	26,3	33,8	60,0
Total Tasa Variable		**1,4**	**94,7**	**23,6**	**69,1**	**106,1**	**295,0**
Tasa Fija							
(US$)	4,8100%	-	-	50,0	-	-	50,0
(US$)	4,1724%	-	175,0	-	-	-	175,0
(US$)	1,0000%	-	-	-	-	15,0	15,0
(US$)	6,5783%	1,4	4,4	8,3	27,5	11,0	52,5
(US$)	5,3150%	-	23,0	23,0	23,0	92,1	161,2
(US$)	4,7713%	-	-	-	105,0	135,0	240,0
(US$)	3,4000%	-	-	-	-	500,0	500,0
(US$)	6,3750%	-	-	-	-	500,0	500,0
(US$-eq)	5,4272%	-	-	-	225,1	-	225,1
(US$-eq)	5,3900%	-	-	-			
(US$-eq)	5,8225%	-	-	-	-	125,8	125,8
Total Tasa Fija		**1,4**	**202,4**	**81,3**	**380,6**	**1.515,3**	**2.181,0**
TOTAL		**2,8**	**297,2**	**104,9**	**449,7**	**1.621,5**	**2.476,0**

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, el que fue pagado 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

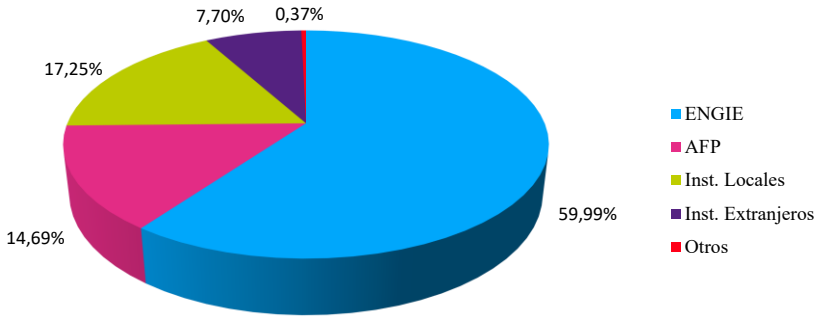
Política de Gestión de Riesgos Financieros

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 30 de septiembre de 2026

N° de accionistas: 1.703



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)

	2025				2026			
	1T25	**2T25**	**3T25**	**9M25**	**1T26**	**2T26**	**3T26**	**9M26**
Ventas físicas								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.626	1.541	1.573	4.740	1.283	1.285	1.308	3.876
Ventas de energía a clientes regulados	1.593	1.584	1.616	4.793	1.673	1.681	1.734	5.089
Ventas de energía al mercado spot	62	-	-	62	-	-	-	-
Total ventas de energía……	**3.280**	**3.126**	**3.189**	**9.594**	**2.956**	**2.967**	**3.042**	**8.965**
Generación bruta por combustible								
Solar….....	171	108	112	391	130	68	159	357
Eólico….....	250	328	371	949	265	359	495	1.120
Hidro…….....	15	40	41	96	16	28	64	109
Total Renovable……	**436**	**476**	**524**	**1.436**	**411**	**455**	**719**	**1.585**
Carbón……	503	998	1.022	2.523	491	508	391	1.390
Gas……	307	504	594	1.405	548	503	475	1.526
Diesel….....	14	2	-	16	-	5	21	25
Total Térmica	824	1.503	1.617	3.944	1.039	1.015	887	2.941
**Baterías…..... **	94	88	102	285	111	94	122	327
Total generación bruta……	**1.354**	**2.068**	**2.243**	**5.665**	**1.561**	**1.565**	**1.728**	**4.853**
Menos Consumos propios……	(69)	(131)	(115)	(315)	(91)	(86)	(74)	(251)
Total generación neta……	**1.285**	**1.937**	**2.128**	**5.350**	**1.470**	**1.479**	**1.654**	**4.603**
Compras de energía en el mercado spot	1.087	369	212	1.668	606	397	481	1.484
Compras de energía bajo contrato (GWh)	1.003	828	877	2.709	897	1.100	989	2.986
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	**3.375**	**3.134**	**3.218**	**9.727**	**2.973**	**2.976**	**3.124**	**9.073**

Estados de Resultados Trimestrales

Estado de resultados trimestrales (en millones de US$)

IFRS								
Ingresos de la operación	**1T25**	**2T25**	**3T25**	**9M25**	**1T26**	**2T26**	**3T26**	**9M26**
Ventas a clientes regulados……	237,8	220,2	237,5	695,5	268,7	266,8	280,0	815,4
Ventas a clientes no regulados……	174,3	193,0	170,2	537,5	144,2	145,5	159,5	449,3
Ventas al mercado spot y ajustes……..	20,7	23,8	38,6	83,0	48,9	65,3	10,3	124,5
Total ingresos por venta de energía y potencia……	**432,7**	**436,9**	**446,3**	**1.316,0**	**461,8**	**477,6**	**449,7**	**1.389,1**
Ventas de gas……..	54,0	108,4	21,5	183,9	14,4	8,6	8,7	31,6
Otros ingresos operacionales……	28,7	36,8	32,8	98,3	72,2	35,5	40,8	148,5
Total ingresos operacionales…….	**515,4**	**582,2**	**500,6**	**1.598,2**	**548,3**	**521,6**	**499,2**	**1.569,2**
Costos de la operación..								
Combustibles…….	(67,2)	(106,1)	(101,7)	(274,9)	(79,9)	(88,2)	(99,9)	(268,1)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(195,6)	(147,0)	(121,2)	(463,8)	(166,6)	(183,8)	(120,2)	(470,6)
Depreciación y amortización en el costo de ventas……	(30,1)	(40,9)	(43,6)	(114,6)	(44,5)	(43,8)	(41,7)	(130,0)
Otros costos directos de la operación	(83,7)	(121,5)	(119,4)	(324,6)	(75,8)	(67,7)	(90,9)	(234,4)
Total costos directos de ventas…….	**(376,5)**	**(415,4)**	**(386,0)**	**(1.177,9)**	**(366,9)**	**(383,5)**	**(352,6)**	**(1.103,0)**
Gastos de administración y ventas…….	(12,1)	(14,3)	(12,9)	(39,3)	(11,7)	(9,6)	(15,5)	(36,9)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas…	(0,9)	(0,9)	(1,2)	(3,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(3,0)
Otros ingresos de la operación……	2,6	8,6	13,6	24,9	1,3	12,2	5,2	18,8
Total costos de la operación...……	**(386,8)**	**(422,0)**	**(386,4)**	**(1.195,3)**	**(378,3)**	**(381,9)**	**(364,0)**	**(1.124,2)**
Ganancia operacional……	**128,6**	**160,2**	**114,2**	**403,0**	**170,0**	**139,7**	**135,2**	**445,0**
EBITDA……..…….	**159,5**	**202,0**	**159,0**	**520,6**	**215,6**	**184,6**	**177,9**	**578,1**
Ingresos financieros…….	4,6	8,7	4,2	17,4	2,9	3,1	2,6	8,6
Gastos financieros…….	(32,5)	(29,0)	(30,6)	(92,2)	(22,9)	(24,3)	(26,3)	(73,6)
Diferencia de cambio……..	5,2	8,9	(3,6)	10,5	11,2	(2,4)	(11,1)	(2,2)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos……	-	(0,9)	0,2	(0,7)		-	0,1	0,1
Total resultado no operacional	**(22,7)**	**(12,4)**	**(29,9)**	**(65,0)**	**(8,8)**	**(23,6)**	**(34,7)**	**(67,1)**
Ganancia antes de impuesto…….	105,9	147,9	84,2	338,0	161,2	116,2	100,6	378,0
Impuesto a las ganancias……..	(28,0)	(40,2)	(61,3)	(129,5)	(42,9)	(29,5)	(27,1)	(99,5)
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora…	**77,8**	**107,7**	**23,0**	**208,5**	**118,3**	**86,6**	**73,5**	**278,4**
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO…	**77,8**	**107,7**	**23,0**	**208,5**	**118,3**	**86,6**	**73,5**	**278,4**
Ganancia (pérdida) por acción…….(US$/acción)	**0,07**	**0,10**	**0,02**	**0,20**	**0,11**	**0,08**	**0,07**	**0,26**

Balance

Balance (en millones de US$)

	2025 Diciembre	2026 Sept
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	87,1	265,8
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	316,6	218,3
Impuestos por recuperar	8,1	7,8
Inventarios corrientes	50,4	44,0
Otros activos no financieros corrientes	248,6	251,5
Total activos corrientes	**710,7**	**787,5**
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	3.907,0	4.276,0
Otros activos no corrientes	600,0	599,0
TOTAL ACTIVO	**5.217,8**	**5.662,4**
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	182,1	343,6
Otros pasivos corrientes	441,8	460,5
Total pasivos corrientes	**623,9**	**804,2**
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	2.424,4	2.326,1
Otros pasivos de largo plazo	436,7	525,8
Total pasivos no corrientes	**2.861,1**	**2.851,9**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.732,8	2.006,3
Patrimonio	**1.732,8**	**2.006,3**
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	**5.217,8**	**5.662,4**

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2025 y el 30 de septiembre de 2026 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo aumentaron en US$178,8 millones, llegando a un saldo de US$265,8 millones al 30 de septiembre de 2026. Los usos de fondos del período incluyeron principalmente (i) inversiones en activos fijos por US$484,3 millones (excluyendo intereses capitalizados), (ii) pagos de deuda (capital de deuda (US$240,5 millones de capital, US$5,2 millones en pagos de arrendamientos financieros, y US$100,2 millones en intereses), (iii) pagos de dividendos por US$65,8 millones, (iv) pago de primas de seguro netas de recuperaciones (US$17,4 millones), y (v) pagos de impuestos (US$2,2 millones). Las principales fuentes de fondos incluyeron (i) el flujo proveniente de la operación (US$732,3 millones), (ii) el segundo desembolso del financiamiento de CAF (US$200 millones), (iii) la colocación de un bono local (US$136,4 millones), (iv) dividendos pagados por la empresa relacionada, TEN, por US$17,5 millones, y (v) US$8,3 millones en intereses recibidos y otros.

Deudores comerciales: La reducción de US$98,3 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 y por una reducción en la provisión por el monto a cobrar a raíz del resultado del arbitraje con Total. Por otra parte, hubo una disminución de US$1,4 millones en otros deudores y un aumento de US$10,3 millones en cuentas por cobrar a empresas relacionadas.

Inventarios corrientes: La disminución de US$6,4 millones en esta partida se explica principalmente por una caída de US$11,7 millones en el inventario de gas natural licuado, una reducción de US$2,5 millones en los inventarios de carbón y caliza, y una disminución de US$0,4 millones en el inventario de materiales y suministros, lo que fue parcialmente contrarrestado por US$3 millones de disminución en la provisión de obsolescencia y un aumento de US$4,5 millones en el inventario de petróleo.

Impuestos por recuperar: La disminución de US$0,3 millones corresponde a menores pagos provisionales mensuales.

Otros activos corrientes: El aumento de US$3,0 millones se debió principalmente a un aumento de US$76,5 millones en anticipos a proveedores y un aumento de US$4 millones en gastos anticipados, parcialmente contrarrestados por una reducción de US$74,2 millones en el saldo del IVA crédito fiscal, el que llegó a US$139 millones al 30 de septiembre, y una reducción de US$3,7 millones en la valorización a mercado de derivados financieros.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US$369 millones en este rubro responde principalmente al incremento de obras en curso por un valor de US$492,5 millones, contrarrestado por la depreciación del ejercicio (US$124,3 millones). Entre los proyectos que forman parte de las obras en curso destacan Wind Fidelia (US$139,2 millones), Wind Chequenes (US$75,3 millones), PV Libélula (US$69,4 millones), BESS Lile (US$68,8 millones), BESS Kallpa (US$21,9 millones), la conversión de IEM (US$22,0 millones), Condensadores Síncronos (US$7,9 millones), Seawater Mejillones (US$12,1 millones), los proyectos BESS Los Loros, Arica y Tocopilla (US$43,7 millones en total) y mantenimientos de centrales termoeléctricas y de energías renovables por un valor de US$18,8 millones, entre otros.

Otros activos no corrientes: La disminución de US$1,0 millones en este rubro se debe principalmente a un ajuste negativo de US$27.0 millones en el valor de derivados financieros, una disminución de US$6,4 millones en el valor patrimonial proporcional en TEN explicada en parte por el pago de dividendos a sus accionistas, una disminución de US$5,6 millones en el valor de los intangibles, en parte por la amortización del periodo, y una disminución de US$4,3 millones en impuestos diferidos. Estas partidas se vieron contrarrestadas por un aumento de US$18,7 millones en el valor de activos bajo contratos de derechos de uso, un aumento de US$19,3 millones en el activo fijo en curso, un aumento de US$3,4 millones en otros activos y un aumento de US$0,9 millones en las cuentas por cobrar a TEN.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento de US$161,5 millones debido principalmente al traspaso del largo al corto plazo del crédito de US$250 millones otorgado por Scotiabank que vence en julio de 2027. Asimismo, hubo otros traspasos del largo al corto plazo tales como dos cuotas del crédito con IFC/DEG por un valor total de US$38,4 millones y una cuota de US$3,3 millones del préstamo de BID Invest. Estos aumentos se vieron contrarrestados por el traspaso del corto al largo plazo del crédito de US$50 millones con Banco Estado y los pagos de cuotas de capital de los financiamientos con IFC y DEG (US$42,1 millones) y BID Invest (US$2,2 millones). La reducción de la deuda también comprende una disminución de US$26 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 (-US$6,0 millones), una disminución de US$3,3 millones en intereses devengados y una disminución de US$3,9 millones por la amortización de gastos de financiamiento diferidos.

Otros pasivos corrientes: El aumento de US$18,8 millones en este conjunto de partidas se debió principalmente a aumentos en (i) cuentas por pagar a proveedores (US$54,2 millones); (ii) ingresos percibidos por adelantado (US$33,2 millones) y (iii) pasivos por impuestos corrientes (US$0.5 millones), los que se vieron parcialmente compensados por disminuciones en (i) las provisiones de dividendos por pagar (US$26,7 millones a accionistas minoritarios y US$40,1 millones a ENGIE Austral), y (ii) provisiones por beneficios a los empleados (US$2,6 millones).

Deuda financiera de largo plazo: La disminución de US$98,3 millones se debe principalmente a (i) el prepago del préstamo sindicado por el Banco Santander por US$170 millones, (ii) el prepago del tramo B1 del financiamiento

con IFC (US$26,2 millones) y, (iii) el paso al corto plazo de (a) el préstamo de Scotiabank (US$250 millones), (b) las cuotas a pagar en enero y julio de 2027 del préstamo del IFC y DEG (US$38,4 millones), y (c) una cuota de US$3,3 millones del financiamiento con BID Invest. Por otra parte, se registraron los siguientes aumentos: (i) el segundo desembolso del préstamo con CAF (US$200 millones), (ii) la colocación del nuevo bono local por un monto equivalente a US$136 millones y (iii) el paso del corto al largo plazo del préstamo de US$50 millones con Banco Estado. Por último, se registraron otros movimientos tales como un aumento de US$16,3 millones en los contratos de arrendamiento financiero, una disminución de US$2,4 millones por el paso al corto plazo de cuotas del peaje dedicado con TEN, una disminución de US$15,2 millones en la valorización de derivados financieros y un aumento de US$3,9 millones en gastos de financiamiento diferidos.

Otros pasivos de largo plazo: El aumento de US$89,2 millones en este rubro se explica por un aumento de US$88,4 millones en el pasivo por impuestos diferidos y un aumento de US$9 millones en la provisión de desmantelamiento, ambos contrarrestados parcialmente con una disminución de US$4,2 millones en otras provisiones, tales como provisiones para restauración de sitios y contratos onerosos relacionados con activos portuarios, así como una disminución de US$4 millones en acreedores varios de largo plazo.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US$273,6 millones en el patrimonio se explica por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US$278,4 millones, la que fue parcialmente compensada por una caída de US$4,9 millones en otras reservas, incluyendo ajustes en la contabilización del valor a mercado de derivados financieros de cobertura.

ANEXO 2

	3T25	4Q25	1T26	2T26	3T26
EBITDA*	159,0	130,6	215,6	184,6	177,9
Ganancia atribuible a la controladora	23,0	14,4	118,3	86,6	73,5
Gastos Financieros	30,6	49,9	22,9	24,3	26,3

* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

EBITDA (últimos 12 meses)	708,6
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	292,8
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	123,5

Deuda Financiera	2.669,7
Corriente	343,6
No-Corriente	2.326,1
Efectivo y efectivo equivalente	265,8
Deuda financiera neta	2.403,9

INDICADORES FINANCIEROS

	INDICADORES FINANCIEROS				
			Dec-25	**Sep-26**	**Var.**
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,14	0,98	***-14%***
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,06	0,92	***-13%***
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS$	86,8	-16,7	***-119%***
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	2,01	1,82	***-9%***
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	4,58	5,74	***25%***
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	4,00	3,77	***-6%***
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	3,87	3,39	***-12%***
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	12,9%	14,6%	***13%***
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	4,3%	5,2%	***21%***

*Últimos 12 meses

Al 30 de septiembre de 2026, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 0,98x y 0,92x, respectivamente. Ambos indicadores fueron menores a los índices reportados al cierre de 2025 principalmente debido al préstamo de US$250 millones de Scotiabank que pasó al pasivo de corto plazo debido a su fecha de vencimiento en julio de 2027.

La Razón de Endeudamiento al 30 de septiembre de 2026 fue de 1,82 veces, inferior al nivel de diciembre de 2025.

La Cobertura de Gastos Financieros al 30 de septiembre de 2026 fue de 5,74x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2025 debido a la recuperación del EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 3,77x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 3,39 veces. Excluyendo los pasivos de leasing financiero, estos indicadores serían 3,55x y 3,17x, respectivamente. Esto representa una mejora continua en los ratios desde 2022 a la fecha.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo, fue de 14,6% y 5,2%, respectivamente. Estas cifras se mantienen positivas luego de presentar utilidades en los últimos ejercicios.

GUIDANCE - 2026

ENGIE Energía Chile revisa al alza su rango de EBITDA y mantiene su rango de CAPEX para 2026:

Factores y supuestos

- Precios de combustible estables
- Suministro de GNL y gas argentino
- Aumento en generación renovable
- Nuevos proyectos de almacenamiento
- Escenario regulatorio estable
- Condiciones hidrológicas normales
- Crecimiento de demanda regulada
- Precios spot estables
- Disponibilidad de activos de generación

Millones de US$	FY2026
EBITDA	720 - 790
CAPEX	640 - 710
ND/EBITDA	<3,5x

* El *Guidance* de CAPEX no incluye intereses activados

CONFERENCIA TELEFÓNICA 9M26

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos en el tercer trimestre de 2026, el 12 de noviembre a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 10:00 AM (EST).

Dirigida por:

Juan Villavicencio, CEO Engie Energía Chile

Vincent Sorel, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, revisar invitación en página web.

Conectarse 10 minutos antes de la hora agendada.

El replay del call estará disponible en nuestro sitio web. https://www.engie.cl/inversionistas/