

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$92 MILLONES Y UN RESULTADO NETO DE US\$27 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE DE 2024.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$515,8 MILLONES EN EL AÑO, EL QUE SE CARACTERIZÓ POR UNA ADECUADA DISPONIBILIDAD DE UNIDADES Y MENORES COSTOS MARGINALES, ACOMPAÑADOS DE MENORES COSTOS DE GENERACIÓN, DEBIDO AL MENOR PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES A NIVEL MUNDIAL. ESTO SE HA TRADUCIDO EN UN MEJOR RESULTADO OPERACIONAL QUE HA PERMITIDO MEJORAR LOS INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y LIQUIDEZ, QUE A SU VEZ PERMITIRÁN CONTINUAR CON LOS PLANES DE INVERSIÓN Y EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA COMPAÑÍA.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$1.836,5 millones en 2024, disminuyendo un 16% con respecto al año anterior, producto principalmente de menores precios promedio de la energía vendida debido a la variación de los indexadores del precio de la energía.
- **El EBITDA** del año 2024 llegó a los US\$515,8 millones, un aumento de US\$112,9 millones en comparación con el año anterior. Esto se debió principalmente a las mayores ventas físicas de energía y menores costos promedio de suministro, una adecuada disponibilidad de unidades de generación, y menores costos de generación propia debido a una disminución en el precio de los combustibles a nivel mundial.
- **El resultado neto del año fue una utilidad de US\$228,3 millones** explicada por un mejor desempeño operacional y la ausencia de gastos por deterioro de activos como consecuencia del anuncio de cierre de centrales en el contexto del plan de descarbonización de la compañía.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	4T23	4T24	Var %	12M23	12M24	Var%
Total ingresos operacionales	476,8	455,4	-4%	2.192,7	1.836,5	-16%
Ganancia operacional	45,5	55,5	22%	221,1	370,1	67%
EBITDA	90,9	91,8	1%	402,9	515,8	28%
Margen EBITDA	19,1%	20,1%	5,7%	18,4%	28,1%	(9.8pp)
Total resultado no operacional	(626,3)	(23,9)	-96%	(720,2)	(58,9)	-92%
Ganancia atribuible a los controladores	(480,6)	27,3	n.a	(411,1)	228,3	n.a
Ganancia (pérdida) por acción (US\$/acción)	(0,5)	0,0		0,025	0,217	
Ventas de energía (GWh)	3.050	3.042	0%	12.072	12.466	3%
Generación neta de energía (GWh)	1.000	1.125	12%	5.493	5.043	-8%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.299	865	-33%	3.626	3.875	7%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	966	1.019	6%	3.289	3.664	11%

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (“EECL”) participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 31 de diciembre de 2024, mantenía un 7% 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-energía.cl.

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
HECHOS POSTERIORES	3
CUARTO TRIMESTRE DE 2024.....	3
TERCER TRIMESTRE DE 2024.....	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2024.....	4
PRIMER TRIMESTRE DE 2024.....	5
ANTECEDENTES GENERALES.....	5
Costos Marginales SEN	6
Generación.....	8
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	10
Cuarto trimestre de 2024 comparado con el tercer trimestre de 2024 y cuarto trimestre de 2023	10
Ingresos operacionales	10
Costos operacionales.....	11
Margen Eléctrico.....	12
Resultado operacional	13
Resultados financieros.....	13
Ganancia neta	14
Año 2024 comparado con año 2023.....	15
Ingresos operacionales	15
Costos operacionales.....	16
Resultado operacional	17
Resultados financieros.....	17
Liquidez y recursos de capital	18
Flujos de caja provenientes de la operación.....	19
Flujos de caja usados en actividades de inversión.....	19
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	20
Obligaciones contractuales	21
Política de dividendos	24
Política de Gestión de Riesgos Financieros	25
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 DE DICIEMBRE DE 2024	26
ANEXO 1	27
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	27
Ventas Físicas.....	27
Balance.....	29
Principales Variaciones del Balance General	29
ANEXO 2	32
INDICADORES FINANCIEROS	32
CONFERENCIA TELEFÓNICA 12M24.....	34

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- **Energización de Parque Eólico Lomas de Tal Tal.** El proyecto eólico Lomas de Tal Tal, ubicado en la región de Antofagasta ya se encuentra 100% energizado y representa el activo con mayor capacidad de generación de energía renovable de Engie en el país. A través de 57 aerogeneradores, de 6,0 MW de potencia cada uno, logra inyectar en su conjunto 342 MW de energía verde al Sistema Eléctrico Nacional.

CUARTO TRIMESTRE DE 2024

- **Monetización de documentos de pago – PEC-3:** Con fecha 24 de octubre de 2024, en virtud del acuerdo alcanzado con BID Invest descrito en el Hecho Esencial de fecha 8 de octubre de 2024, ENGIE Energía Chile y su filial Eólica Monte Redondo vendieron a BID Invest documentos de pago (“DDP”) emitidos por la Tesorería General de la República por un monto total de US\$356 millones incluyendo intereses por US\$8,5 millones. Dichos DDPs se originaron como consecuencia de la diferencia entre la facturación que hubiese resultado al aplicar las tarifas de energía y potencia definidas en los contratos de suministro suscritos entre la compañía y las empresas concesionarias de distribución, y la facturación efectiva de las tarifas resultantes de la aplicación de la Ley PEC 3.

Con fecha 7 de octubre de 2024 la Sociedad alcanzó un acuerdo con Inter-American Investment Corporation (“BID Invest”) en conformidad al cual, sujeto a ciertas condiciones, la Sociedad venderá a BID Invest documentos de pago (“DDP”) que resulten de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley 21.472, modificada en virtud de la Ley 21.677, que “Crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y Establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios” (la Ley 21.472, así modificada, la “Ley PEC 3”), la Resolución Exenta número 86 de 2023, modificada por la Resolución Exenta número 334 de 2023 y por la Resolución Exenta número 379 de 2024, todas de la Comisión Nacional de Energía. La Ley PEC 3 creó un fondo de estabilización de tarifas y estableció un nuevo mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas por hasta 5.500 millones de dólares de los Estados Unidos de América, cuya vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de dicha ley, lo cual no podrá ser en una fecha posterior al día 31 de diciembre de 2035.

- **Energización de BESS Tamaya.** El proyecto de almacenamiento de energía BESS Tamaya ya se encuentra 100% energizado y al 1 de octubre ha inyectado más de 4.000 MWh de energía verde al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este sitio cuenta con una capacidad instalada de 68 MW/418MWh, lo que permite un almacenamiento de más de 5 horas. Sus 152 contenedores de baterías son cargados con la energía generada por la Planta Solar Tamaya (114 MWac).

TERCER TRIMESTRE DE 2024

- **Bono suizo:** El día 26 de septiembre de 2024, de conformidad con lo informado mediante Hecho Esencial de fecha 30 de agosto de 2024, la compañía efectuó una colocación de bonos en el mercado suizo por un monto total de CHF 190.000.000 (ciento noventa millones de francos suizos), conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 “FinSA”. Los bonos contemplan un plazo de 5 años, con un único pago de capital al vencimiento el día 26 de septiembre de 2029, y pagos de intereses anuales a una tasa de interés anual de 2,1275%. Los fondos provenientes de la colocación se destinarán, en todo o parte, al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de Engie S.A. Para mitigar la exposición a tipos de cambio de monedas y tasas de interés, la compañía cerró un contrato del tipo cross-currency swap mediante el cual el monto de capital del bono quedó en un equivalente en dólares de US\$225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%.
- **Monetización de documentos de pago – PEC-2:** El 9 de agosto de 2024, la Compañía monetizó documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a la segunda ley de estabilización de precios a

clientes regulados (ley MPC o “PEC-2”), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo, por un valor de US\$9,3 millones. El día 30 de septiembre, la Compañía realizó una última venta de documentos de pago de corto plazo a la Tesorería por un valor de US\$55 mil, dando término con esto a la venta de documentos de pago bajo el programa PEC-2 que alcanzó un total de US\$290,7 millones incluyendo intereses entre agosto de 2023 y septiembre de 2024.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2024

- **Junta de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 30 de abril de 2024, se adoptaron los siguientes acuerdos:

a) No distribuir dividendos con cargo al ejercicio 2023.

b) Elegir como directores titulares y suplentes a las personas que a continuación se indican

DIRECTOR TITULAR	DIRECTOR SUPLENTE	CALIDAD
Frédéric Halkin	Guilherme Ferrari	-
Mireille van Staeyen	Matias Niebuhr	-
Pascal Renaud	Bernard Esselinckx	-
Felisa Ros	César Cornejo	-
María Carolina Schmidt Zaldívar	Juan Enrique Allard Serrano	Independientes
Cristián Eyzaguirre Johnston	Ricardo Fisher Abeliuk	Independientes
Joanna Davidovich Gleiser	Daniel Vercelli Baladrón	Independientes

c) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2024 a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.

- En tanto, **el Directorio de la Sociedad**, en su sesión celebrada con fecha 30 de abril, 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 María Carolina Schmidt Zaldívar, don Cristián Eyzaguirre Johnston y doña Joanna Davidovich Gleiser, todos ellos en calidad de directores independientes.
- **Financiamiento:** Con fecha 17 de abril de 2024, EECL completó una emisión de bonos en mercados internacionales, por un monto total de US\$500.000.000, conforme a las normas de la Regla “144-A” (Rule 144-A) y de la Regulación “S” (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act of 1933). Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés cupón de 6,375%. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 17 de octubre de 2024, y el capital se amortizará en una sola cuota el día 17 de abril de 2034. Las obligaciones emanadas de los Bonos no se encontrarán caucionadas con garantías de ninguna especie. Asimismo, de conformidad con la normativa aplicable, los bonos no serán objeto de registro ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América ni ante la CMF y, en consecuencia, no serán objeto de oferta pública ni en los Estados Unidos de América ni en la República de Chile. Se trata de la primera emisión de bonos verdes en el mercado internacional de la compañía para financiar proyectos de energía renovable y de almacenamiento.
- **Rescate anticipado de bonos:** El 8 de abril de 2024, ENGIE Energía Chile lanzó una oferta para comprar en efectivo hasta la totalidad de los bonos emitidos en 2014 por un total de US\$350.000.000 con vencimiento el 29 de enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual. El 61,28% de los tenedores de estos bonos aceptó la oferta y, el 16 de abril de 2024, la Compañía destinó parte de los fondos provenientes de la nueva emisión al prepago de US\$214.471.000 de capital más los intereses devengados a esa fecha, quedando un saldo remanente de US\$135.529.000, el que será pagado a su vencimiento en enero de 2025.

- **Monetización de documentos de pago – PEC-2:** El 30 de mayo de 2024, la Compañía monetizó documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a la segunda ley de estabilización de precios a clientes regulados (ley MPC o “PEC-2”), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo, por un valor de US\$38,4 millones.
- **Nuevo proyecto de almacenamiento de energía:** En abril de 2024 Engie Energía Chile anunció su quinto proyecto de almacenamiento denominado “BESS Tocopilla”, el que contará con una capacidad instalada de 116 MW/660 MWh,. La iniciativa se ubicará donde operaban antiguamente unidades a carbón y fuel oil, dándole una nueva vida al sitio y, al mismo tiempo, contribuyendo a la flexibilidad y seguridad tanto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) como del portafolio de ENGIE.
- **Aprobación ambiental:** En junio, Engie Energía Chile recibió aprobación ambiental para su primer proyecto de transmisión en la región de O’Higgins. Situada en la comuna de Rengo, se trata de la Subestación Seccionadora Totihue que abarca la construcción de una nueva subestación seccionadora, mediante el seccionamiento de la línea 2×220 kV Candelaria – Puente Negro. A su vez, también considera la instalación de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV, entre la subestación Rosario (Propiedad de CGE Transmisión S.A.) y la nueva subestación Seccionadora Totihue.

PRIMER TRIMESTRE DE 2024

- **Inicio de operaciones de proyecto de almacenamiento de energía:** BESS Coya obtuvo la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional para iniciar su operación comercial durante este primer trimestre. Este sistema de almacenamiento por baterías tiene una capacidad instalada de 139 MW/638 MWh y permite almacenar la energía generada por la Planta Solar Coya, ubicada en María Elena, región de Antofagasta. Es el mayor parque de baterías de almacenamiento de energía en América Latina a la fecha. BESS Coya cuenta con 232 contenedores que se reparten uniformemente en los 58 inversores de la planta solar. Permite suministrar energía durante 5 horas, lo que equivale a una entrega de 200 GWh en promedio al año. Además, cumple un rol fundamental en el medio ambiente, dado que permite suministrar energía verde a alrededor de 100 mil hogares, evitando emitir 65.642 toneladas de CO₂ al año.
- **Monetización de documentos de pago – PEC-2:** En enero de 2024, la empresa monetizó documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a la segunda ley de estabilización de precios a clientes regulados (ley MPC o “PEC-2”), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo, por un valor de US\$9,6 millones.

ANTECEDENTES GENERALES

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

renovable ha copado la capacidad de la infraestructura de transmisión, haciendo necesaria una expansión de ésta para impedir el vertimiento de energía renovable.

Costos Marginales SEN

2023 Actual	Real (Promedio mensual por nudo)						2024 Actual	Real (Promedio mensual por nudo)				
	Crucero	Polpaico	Charrua	P. Montt	Temuco			Crucero	PAN DE AZUCA	Polpaico	Charrua	P. Montt
Ene	96	94	91	197	89	Ene	42	40	41	37	79	
Feb	114	114	110	215	107	Feb	54	51	53	50	108	
Mar	106	133	132	207	128	Mar	51	49	49	47	60	
Abr	109	133	132	160	130	Abr	55	53	55	61	73	
May	106	123	123	138	118	May	79	81	93	94	95	
Jun	93	104	102	90	88	Jun	54	52	54	48	36	
Jul	60	59	56	48	47	Jul	46	45	49	43	42	
Ago	54	52	48	36	36	Ago	44	43	47	44	66	
Sep	53	50	46	32	33	Sep	48	41	42	38	49	
Oct	44	41	33	35	27	Oct	50	45	40	29	50	
Nov	41	33	25	20	20	Nov	42	36	35	28	34	
Dec	47	41	34	49	28	Dec	38	35	37	35	57	
YTD	77	81	78	102	71	YTD	50	48	49	46	63	

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre el costo marginal promedio del sistema fue de 54 USD/MWh. En la zona norte fue de 49 USD/MWh, 47 USD/MWh en el centro y 83 USD/MWh en el sur.

En el segundo trimestre el costo marginal promedio del sistema fue de 66 USD/MWh. En la zona norte fue de 63 USD/MWh, 65 USD/MWh en el centro y 68 USD/MWh en el sur.

En el tercer trimestre el costo marginal promedio del sistema fue de 46 USD/MWh. En la zona norte fue de 46 USD/MWh, 44 USD/MWh en el centro y 53 USD/MWh en el sur.

En el cuarto trimestre el costo marginal promedio del sistema fue de 39 USD/MWh. En la zona norte fue de 43 USD/MWh, 36 USD/MWh en el centro y 47 USD/MWh en el sur.

En el año 2024 los costos marginales promedio del sistema fueron de 51 USD/MWh, lo que representa una importante baja respecto al mismo periodo del año anterior donde los costos marginales promedio fueron de 82 USD/MWh. La caída de los costos marginales reflejan menores costos de combustibles, una mayor oferta de generación por la entrada de nuevas centrales renovables y un mayor aporte de energía hidráulica producto de las mayores lluvias registradas durante 2024 en comparación con el año anterior.

Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

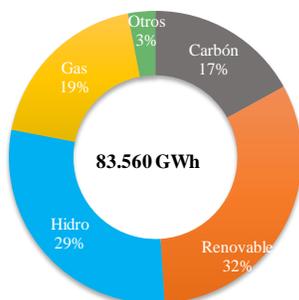
	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	2023	2024	% Variación Año c/A	2023	2024	% Variación Año c/A	2023	2024	% Variación Año c/A	2023	2024	% Variación Año c/A
Enero	78,1	74,1	-5%	82,2	80,2	-2%	3,18	3,17	0%	167,5	106,1	-37%
Febrero	77,3	77,8	1%	83,2	83,8	1%	2,39	1,67	-30%	138,3	95,8	-31%
Marzo	72,5	81,3	12%	77,5	85,4	10%	2,26	1,49	-34%	138,3	114,4	-17%
Abril	79,6	85,7	8%	83,9	90,1	7%	2,16	1,51	-30%	140,3	118,8	-15%
Mayo	71,7	80,0	11%	79,7	81,4	2%	2,15	2,19	2%	119,0	106,0	-11%
Junio	70,4	79,8	13%	79,5	82,2	3%	2,12	2,54	20%	115,6	109,7	-5%
Julio	75,8	81,2	7%	79,9	83,9	5%	2,55	2,06	-19%	110,5	106,4	-4%
Agosto	81,6	76,7	-6%	86,3	80,4	-7%	2,61	2,00	-23%	117,7	121,7	3%
Septiembre	89,6	70,3	-22%	93,9	74,1	-21%	2,63	2,26	-14%	123,3	114,8	-7%
Octubre	86,0	71,7	-17%	90,8	75,3	-17%	2,95	2,06	-30%	136,1	119,9	-12%
Noviembre	77,9	70,0	-10%	83,2	74,4	-11%	2,75	2,15	-22%	123,6	121,9	-1%
Diciembre	71,8	70,9	-1%	77,6	74,1	-4%	2,52	3,09	23%	117,6	112,3	-5%

Al comparar el año 2024 con 2023 podemos observar que, con algunas excepciones puntuales, continúa la tendencia a la baja en los precios internacionales de los combustibles, como se muestra en el cuadro anterior.

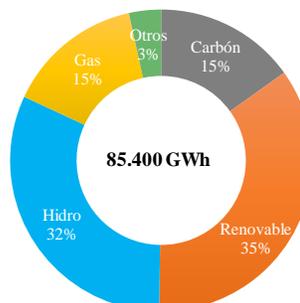
Generación

Los siguientes gráficos presentan un detalle de la generación eléctrica en el SEN por tipo de combustible y por empresa durante los años 2023 y 2024:

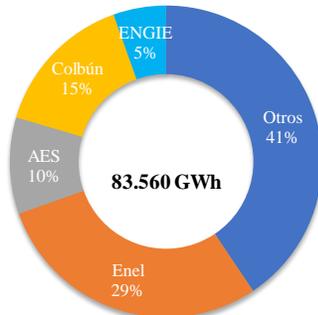
12M23: Generación por Fuente



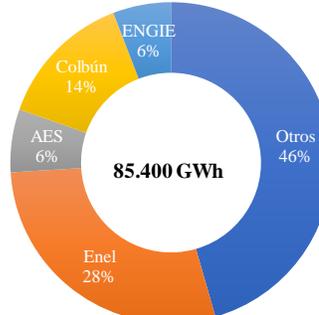
12M24: Generación por Fuente



12M23: Generación por Empresa



12M24: Generación por Empresa



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La demanda máxima durante el año 2024 se registró el 31 de enero, alcanzando 12.190,5 MWh/h, un 5,6% mayor al registro de 2023. Las ventas acumuladas a diciembre de 2024 alcanzaron los 79.582 GWh, mostrando un incremento de 2,8% en ventas a clientes libres y de 2,6% en el segmento de clientes regulados respecto del año 2023.

Respecto a la generación renovable, la energía solar presentó un incremento de 15,5% y la eólica de 10,5% respecto al año 2023. A fines de diciembre de 2024, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 36.777,9 MW de

capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 18.522,5 MW, o un 50,3%, correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC, clasificadas según la Ley 20.257).

En cuanto a la situación hídrica para el SEN, las características del año hidrológico abr24 – jun24, al cierre de diciembre, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó el 64,1% (año del tipo seco).

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023. 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

Cuarto trimestre de 2024 comparado con el tercer trimestre de 2024 y cuarto trimestre de 2023

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	4T23		3T24		4T24		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	209,2	48%	192,5	44%	170,7	44%	-11%	-18%
Ventas a clientes regulados.....	171,5	40%	185,4	51%	196,7	51%	6%	15%
Ventas al mercado spot.....	51,6	12%	28,5	5%	21,1	5%	-26%	-59%
Total ingresos por venta de energía y potencia	432,4	91%	406,4	85%	388,5	85%	-4%	-10%
Ventas de gas.....	13,2	3%	13,4	8%	38,2	8%	184%	189%
Otros ingresos operacionales.....	31,2	7%	27,8	6%	28,7	6%	3%	-8%
Total ingresos operacionales.....	476,8	100%	447,6	100%	455,4	100%	2%	-4%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.783	58%	1.773	57%	1.719	57%	-3%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.220	40%	1.366	41%	1.253	41%	-8%	3%
Ventas de energía al mercado spot.....	47	2%	-	2%	70	2%	-	49%
Total ventas de energía.....	3.050	100%	3.139	100%	3.042	100%	-3%	0%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(1)	117,4		108,5		99,3		-9%	-15%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (2)	140,6		135,7		157,1		16%	12%

En el cuarto trimestre de 2024, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$388,5 millones, disminuyendo un 10% (US\$43,9 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta caída se explica por menores precios promedio monómicos de clientes libres.

El alza en las tarifas a clientes regulados en el cuarto trimestre se debe a ajustes en las provisiones mensuales de ventas del mes anterior en relación con la facturación real, la que a su vez tiene relación con la publicación de decretos tarifarios. En el cuarto trimestre de 2024, la provisión de ventas a clientes regulados contiene un ajuste de +US\$11,7 millones correspondientes a la diferencia entre montos a cobrar por PEC-3 según lo estipulado en el decreto tarifario y el monto previamente provisionado. Lo contrario ocurrió en el tercer trimestre en que la provisión de ventas debió ajustarse a la baja en el mes de julio. En el segundo trimestre, las ventas incluyeron un ajuste por inflación de US\$18,4 millones. El precio medio monómico realizado en realidad no ha presentado variaciones significativas a través del año y se ha situado dentro de un rango de US\$145/MWh.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron un 4% (US\$17,9 millones), debido principalmente a menor precio promedio monómico en clientes libres. En tanto, hubo una caída en la venta física a clientes regulados por un ajuste de demanda a raíz del alza en las tarifas a consumidores finales, así como una caída en la venta física a clientes libres producto de la menor demanda de uno de nuestros clientes por faenas de mantención en terreno.

En cuanto a las ventas de energía al mercado spot, cabe notar que en 2023 éstas incluyen las inyecciones de energía por la Central Kelar de BHP bajo un contrato de maquila con combustible proporcionado por EECL. Esto explica el aumento de esta partida en el año 2023. La caída de esta partida se debe a que en 2024, no hubo contrato de maquila. Esta partida también incluye pagos por reliquidaciones de potencia y de energía determinadas por el CEN.

Durante el cuarto trimestre, las ventas de gas aumentaron debido a exportación de gas a Argentina en el periodo. 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.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)									
	4T23		3T24		4T24		% Variación		
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A	
Costos de la operación									
Combustibles.....	(99,1)	23%	(71,8)	20%	(74,3)	19%	3%	-25%	
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(182,7)	42%	(162,9)	46%	(165,7)	41%	2%	-9%	
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(44,3)	10%	(36,0)	10%	(34,5)	9%	-4%	-22%	
Otros costos directos de la operación	(95,7)	22%	(77,6)	22%	(115,0)	29%	48%	20%	
Total costos directos de ventas.....	(421,8)	98%	(348,3)	98%	(389,5)	97%	12%	-8%	
Gastos de administración y ventas.....	(13,8)	3%	(12,7)	4%	(16,6)	4%	31%	20%	
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,0)	0%	(0,9)	0%	(1,8)	0%	102%	68%	
Otros ingresos/costos de la operación...	5,4	-1%	7,0	-2%	8,0	-2%			
Total costos de la operación.....	(431,3)	100%	(354,9)	100%	(399,9)	100%	13%	-7%	
Estadísticas físicas (en GWh)									
Generación bruta de electricidad.....									
Carbón.....	433	41%	432	31%	319	27%	-26%	-26%	
Gas.....	205	19%	500	36%	390	33%	-22%	90%	
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	0	0%	0	0%	0	0%	0%	-100%	
Hidro/Solar/Eólico.....	415	39%	403	29%	370	32%	-8%	-11%	
Bess	-		55	4%	92	8%	68%	-	
Total generación bruta.....	1.054	100%	1.391	100%	1.171	100%	-16%	11%	
Menos Consumos propios.....	(53)	-5%	(55)	-4%	(47)	-4%	-16%	-12%	
Total generación neta.....	1.000	31%	1.335	41%	1.125	37%	-16%	12%	
Compras de energía en el mercado spot.....	1.299	40%	1.026	32%	865	29%	-16%	-33%	
Compras de energía bajo contrato	966		859		1.019	34%	19%	6%	
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	3.265	100%	3.220	100%	3.008	100%	-7%	-8%	

La generación bruta de electricidad aumentó un 11% con respecto al mismo trimestre del año anterior y disminuyó un 16% con respecto al trimestre anterior. Se registró una menor generación a carbón en comparación con trimestres anteriores debido a un menor despacho por orden de mérito y a la mantención de IEM en el cuarto trimestre. Hubo una mayor generación con gas en comparación con el cuarto trimestre del año anterior; sin embargo, la generación con gas disminuyó en comparación con el tercer trimestre de 2024. La generación renovable fue menor en comparación con los trimestres anteriores, en tanto se aprecia el aporte de BESS en nuestra matriz de generación, que ahora incluye Bess Tamaya que ya se encuentra energizada al 100%. Los sistemas BESS representaron un 8% de nuestra generación neta en el trimestre.

La disminución de 8% en la generación renovable con respecto al trimestre anterior se debió principalmente a una menor generación hidráulica de la central Laja que no presentó generación en el cuarto trimestre, en tanto sí se observó generación del parque eólico Lomas de Tal Tal por 104 GWh. Los parques renovables que han ingresado al portafolio de Engie a la fecha incluyen (i) el Parque Eólico Calama (151,2 MW) a fines de 2021, (ii) el parque fotovoltaico Tamaya (114 MWac), con inicio de operación comercial en enero de 2022, (iii) los parques fotovoltaicos Capricornio (88 MWac), con inyecciones a partir de abril de 2022, y Coya (180 MWac), a partir de agosto de 2022, así como (iv) los parques eólicos San Pedro, adquiridos a mediados de diciembre de 2022.

En el primer trimestre de 2024, BESS Coya obtuvo la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional para iniciar su operación comercial. Este sistema de almacenamiento por baterías tiene una capacidad instalada de 139MW/638MWh y permite almacenar la energía generada por la Planta Solar Coya, ubicada en María Elena, región de Antofagasta. En tanto durante el tercer trimestre BESS Tamaya comenzó a inyectar al sistema y se encuentra 100% energizada, en fase de prueba a la espera de su entrada en operación comercial.

El ítem de costo de combustibles presentó una disminución de 25% con respecto al mismo trimestre del periodo anterior producto, tanto de los menores precios de combustibles, como de la menor generación propia. Con respecto al trimestre anterior, el costo de combustibles aumentó levemente (3%).

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ disminuyó con respecto al mismo periodo del año anterior y fue levemente superior al 3T24, fundamentalmente por los menores costos marginales o precios spot promedio, y por los menores volúmenes de energía comprada en el mercado spot. También aumentaron las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores, las que llegaron a 1.019 GWh en el cuarto trimestre por sobre los 966 GWh del mismo trimestre del año anterior.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantenimiento (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Estos costos aumentaron respecto al trimestre anterior principalmente por mayores provisiones asociadas a la transición energética que no tienen un efecto en caja, como por ejemplo desmantelamiento de plantas entre otros.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), aumentaron con respecto a trimestres anteriores debido a mayores gastos en servicios de TI y legales (estudios jurídicos).

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 1,2 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2023</u>					<u>2024</u>				
	<u>1T23</u>	<u>2T23</u>	<u>3T23</u>	<u>4T23</u>	<u>2023</u>	<u>1T24</u>	<u>2T24</u>	<u>3T24</u>	<u>4T24</u>	<u>2024</u>
Margen Eléctrico										
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	531,8	552,3	469,5	432,4	1.986,0	402,2	434,8	406,4	388,5	1.631,9
Costo de combustible.....	(177,3)	(194,2)	(120,7)	(99,1)	(591,3)	(81,6)	(83,2)	(71,8)	(74,3)	(310,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(219,4)	(224,3)	(189,2)	(182,7)	(815,6)	(157,6)	(173,3)	(162,9)	(165,7)	(659,4)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	135,1	133,8	159,6	150,6	579,1	163,0	178,4	171,6	148,5	661,5
Margen eléctrico	25%	24%	34%	35%	29%	41%	41%	42%	38%	41%

En el cuarto trimestre de 2024, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una leve disminución de US\$2,1 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, pero aumentó en términos porcentuales de un 35% a un 38% de los ingresos por ventas de energía y potencia. Esto se debió a la reducción en los costos de combustibles, así como también a los menores costos de compras al mercado spot, que en su conjunto representaron una caída de 15%, mientras que hubo una disminución en los ingresos por ventas de energía y potencia de un 10%.

En tanto, respecto al tercer trimestre de 2024, hubo una disminución de US\$23,1 millones en la utilidad bruta del negocio, disminuyendo el margen a un 38%. Hubo menores ingresos por ventas de energía y potencia (US\$17,9 millones) por el menor precio medio de la energía vendida a clientes libres debido a caídas en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del carbón) y menores volúmenes de energía de clientes regulados y libres. Además, se observó un leve mayor costo, tanto de combustibles (US\$2,54 millones), como de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$2,8 millones).

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	4T23		3T24		4T24		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	476,8	100%	447,6	100%	455,4	100%	2%	-4%
Total costo de ventas	(421,8)	-88%	(348,3)	-78%	(389,5)	-86%	12%	-8%
Ganancia bruta	55,0	12%	99,2	22%	65,9	14%	-34%	20%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(9,4)	-2%	(6,6)	-1%	(10,4)	-2%	57%	10%
Ganancia Operacional	45,5	10%	92,6	21%	55,5	12%	-40%	22%
Depreciación y amortización.....	45,4	10%	36,8	8%	36,2	8%	-2%	-20%
EBITDA	90,9	19,1%	129,5	28,9%	91,8	20,1%	-29%	1%

El EBITDA del cuarto trimestre de 2024 llegó a US\$91,8 millones, un leve aumento de 1% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y una caída de 29% respecto al trimestre anterior, debido al menor margen eléctrico durante este trimestre comentado en el párrafo anterior, y principalmente a los otros costos directos de la operación que se incrementaron producto de provisiones de cara a la transición energética.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	4T23		3T24		4T24		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	3,2	1%	4,4	1%	17,7	3%	304%	451%
Gastos financieros.....	(26,2)	-5%	(37,3)	-5%	(28,9)	-5%	-23%	11%
Diferencia de cambio.....	1,6	0%	10,2	-2%	(13,4)	-2%	n.a.	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(604,9)	-126%	0,0	0%	0,6	0%	n.a.	n.a.
Total resultado no operacional	(626,3)	-130%	(22,7)	-6%	(23,9)	-4%		
Ganancia antes de impuesto.....	(580,8)	-121%	70,0	10%	31,6	5%	n.a.	-105%
Impuesto a las ganancias.....	100,2	21%	(19,4)	-3%	(4,3)	-1%	n.a.	-104%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	(480,6)	-100%	201,0	7%	27,3	4%	n.a.	n.a.
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(480,6)	-100%	50,5	7%	27,3	4%	n.a.	n.a.
Ganancia por acción	(0,456)	0%	0,048	0%	0,026	0%		

El aumento de US\$13,3 millones en ingresos financieros en el cuarto trimestre de 2024 en comparación con el tercer trimestre, así como el aumento de US\$14,5 millones en relación al cuarto trimestre de 2023, se explican principalmente por US\$8,5 millones en intereses recibidos en octubre de 2024 por la primera venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería bajo los lineamientos de la ley PEC-3 y por los mayores saldos de efectivo mantenidos en el período. En el cuarto trimestre de 2024, la compañía vendió documentos de pago relacionados con la ley PEC-3 por un valor nominal de US\$347,5 millones, recibiendo ingresos financieros por US\$8,5 millones. Esto último, junto a la colocación de un bono en Suiza a fines de septiembre, contribuyó a los mayores saldos de caja en el último trimestre.

La disminución de US\$8,4 millones en gastos financieros en el cuarto trimestre de 2024 en comparación con el tercer trimestre se debió principalmente a los gastos financieros derivados de la emisión de un bono en Suiza en el tercer trimestre y por el aumento de US\$1,4 millones en intereses activados asociados a la inversión en proyectos de generación y transmisión. Los gastos financieros se mantuvieron en niveles similares a los del cuarto trimestre de 2023 a pesar del efecto de mayores saldos de deuda a una tasa de interés promedio más alta, en parte debido a un aumento de US\$4,5 millones en la activación de intereses en el activo fijo.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$13,4 millones en el cuarto trimestre, que contrasta con una utilidad de US\$10,2 millones en el tercer trimestre de 2024 y una utilidad de US\$1,6 millones en el cuarto trimestre de 2023. Esto se explica por los movimientos del tipo de cambio, en que se observó una marcada depreciación del peso chileno hacia fines del cuarto trimestre de 2024. 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.

En el cuarto trimestre de 2024 se registraron otras pérdidas netas fuera de la operación de solo US\$0,2 millones, en tanto, en el cuarto trimestre de 2023, éstas alcanzaron US\$604,9 millones principalmente por impactos no recurrentes relacionados al reconocimiento del deterioro en el valor contable de activos de generación a base de carbón, particularmente las unidades CTA y CTH, que dejarán de operar con dicho combustible a partir de 2026. Además, esta partida incluye un aumento de US\$18,1 millones en la provisión de desmantelamiento. El efecto neto de impuestos de este *impairment* sobre el resultado neto del cuarto trimestre de 2023 fue una pérdida de US\$491,1 millones.

Ganancia neta

En el cuarto trimestre de 2024, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$26,5 millones, una disminución de US\$24 millones con respecto a los US\$50,5 millones reportados en el tercer trimestre de 2024. Esto se debió principalmente a una disminución de US\$37,5 millones en EBITDA, compensada por una caída de US\$21,7 millones en el gasto financiero neto afectado positivamente por US\$8,5 millones de intereses por la venta de certificados de pago bajo PEC-3. Sin embargo, la utilidad neta del cuarto trimestre de 2024 representó una mejoría significativa en comparación con el cuarto trimestre de 2023 en que el resultado neto después de impuestos registró una pérdida de US\$480,6 millones debido principalmente al impacto no recurrente del deterioro en el valor de ciertos activos de generación a carbón cuya desconexión futura fue anunciada en 2023. El impuesto a la renta disminuyó en US\$10,8 millones comparado con el tercer trimestre debido a los menores ingresos operacionales ya comentados. En cambio, en el cuarto trimestre de 2023, el impuesto a la renta registró un valor positivo de US\$100 millones producto de las pérdidas reportadas en el período.

Año 2024 comparado con año 2023

Ingresos operacionales

Información a diciembre (en millones de US\$)

	12M23		12M24		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	884,2	45%	760,9	47%	-123,3	-14%
Ventas a clientes regulados.....	827,7	42%	784,4	48%	-43,3	-5%
Ventas al mercado spot.....	274,0	14%	86,6	5%	-187,4	-68%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	1.986,0	91%	1.631,9	89%	-354,1	-18%
Ventas de gas.....	81,2	4%	65,7	4%	-15,5	-19%
Otros ingresos operacionales.....	125,6	6%	138,9	8%	13,3	11%
Total ingresos operacionales.....	2.192,7	100%	1.836,5	100%	-356,2	-16%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	6.902	57%	6.982	56%	80	1%
Ventas de energía a clientes regulados.....	5.011	42%	5.392	43%	381	8%
Ventas de energía al mercado spot.....	160	1%	93	1%	-68	-42%
Total ventas de energía.....	12.072	100%	12.466	100%	394	3%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	128,1		109,0		-19,1	-15%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	165,2		145,5		-19,7	-12%

En 2024, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.631,9 millones, disminuyendo un 18% (US\$354,1 millones) con respecto al año 2023, debido a los menores precios promedio monómico, tanto de clientes no regulados como regulados. Los menores precios medios de la energía vendida se debieron a caídas en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón).

En lo que respecta al volumen de energía, se observa un alza de 1% en las ventas a clientes libres y de 8% en las ventas a clientes regulados.

En términos físicos, las ventas al mercado spot disminuyeron debido a que las ventas por la generación de Eólica Monte Redondo comenzaron a hacerse a EECL bajo contrato en 2024, luego de que venciera su contrato con clientes regulados a fines de 2023. 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.

El ítem ventas de gas tuvo una menor contribución a la del periodo anterior. En 2024 la compañía realizó exportación de gas a Argentina más ventas puntuales. En tanto en 2023, la compañía realizó compras de gas en el mercado spot que le permitieron generar en sus propias plantas además de generar a través de un contrato de maquila en la planta Kelar. Dichos volúmenes de gas le permitieron incrementar también sus ventas de gas al mercado.

Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantenimiento, etc.). En 2023 se incluyen en esta partida facturaciones de cargo único que aún no han sido traspasados a clientes finales. En tanto en 2024 se registra un recupero de seguro por US\$17,8 millones.

Costos operacionales

Información a diciembre (en millones de US\$)

	<u>12M23</u>		<u>12M24</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Costos de la operación						
Combustibles.....	(591,3)	30%	(310,9)	21%	-280,4	-47%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(815,6)	41%	(659,4)	45%	-156,1	-19%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(176,9)	9%	(141,2)	10%	-35,7	-20%
Otros costos directos de la operación	(358,0)	18%	(321,6)	22%	-36,5	-10%
Total costos directos de ventas.....	(1.941,9)	98%	(1.433,2)	98%	-508,7	-26%
Gastos de administración y ventas.....	(43,9)	2%	(52,7)	4%	8,8	20%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(4,9)	0%	(4,4)	0%	-0,5	-9%
Otros ingresos/costos de la operación...	19,0	-1%	24,0	n.a.		
Total costos de la operación.....	(1.971,7)	100%	(1.466,3)	100%	-505,3	-26%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	1.291	23%	1.773	34%	482	37%
Gas.....	2.723	48%	1.795	34%	-928	-34%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	14	0%	0	0%	-13	-99%
Renovables	1.670	29%	1.455	28%	-215	-13%
Bess	-	-	250	5%	250	-
Total generación bruta.....	5.698	100%	5.273	100%	-425	-7%
Menos Consumos propios.....	(205)	-4%	(231)	-4%	-25	12%
Total generación neta.....	5.493	44%	5.043	40%	-450	-8%
Compras de energía en el mercado spot.....	3.626	29%	3.875	31%	249	7%
Compras de energía contrato puente.....	3.289	27%	3.664	29%	374	11%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	12.408	100%	12.581	100%	173	1%

La generación bruta de electricidad se redujo en un 7% con respecto al año anterior. Se registró una mayor generación a carbón debido principalmente a un mayor despacho por orden de mérito y mejor disponibilidad de nuestras unidades. Respecto a la generación con gas, hubo una menor generación en comparación con el año anterior. Durante 2023, la compañía realizó compras de gas en el mercado spot que le permitieron generar en sus propias plantas además de generar a través de un contrato de maquila en la planta Kelar (1.113 Gwh). Este contrato no se renovó en 2024. La generación renovable fue menor, debido a las condiciones climáticas y al vertimiento causado por restricciones de transmisión, en tanto se apreció el aporte de BESS en nuestra matriz de generación, representando un 5% de nuestra generación en el periodo.

En 2024, el costo de combustibles presentó una disminución de 47%, debido a los menores precios de los combustibles a nivel mundial y a la menor generación propia.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' disminuyó en US\$156,1 millones (19%) con respecto al año anterior, fundamentalmente debido a la combinación de mayores volúmenes de energía comprados y menores precios realizados al momento de comprar dicha energía. En 2024, el costo de la depreciación disminuyó con respecto al año anterior debido a las bajas del valor de activos efectuadas a fines de 2023 por el proceso de descarbonización.

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

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), se incrementaron en un 20% respecto al año 2023 debido principalmente a mayores costos por sueldos, salarios, servicios legales y de TI.

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\$5,4 millones en 2024.

Resultado operacional

Información a diciembre 2024 (en millones de US\$)

EBITDA	12M23		12M24		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	2.192,7	100%	1.836,5	100%	-356,2	-16%
Total costo de ventas	(1.941,9)	89%	(1.433,2)	78%	-508,7	-26%
Ganancia bruta	250,8	11%	403,3	22%	152,4	61%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(29,8)	1%	(33,1)	2%	3,4	11%
Ganancia Operacional	221,1	10%	370,1	20%	149,1	67%
Depreciación y amortización.....	181,8	8%	145,7	8%	-36,2	-20%
EBITDA	402,9	18,4%	515,8	28,1%	112,9	28%

El EBITDA del año 2024 alcanzó los US\$515,8 millones un aumento de 28% o de US\$112,9 millones en comparación con el año anterior, debido principalmente a los menores costos de venta que superaron la caída en los ingresos de operación.

Resultados financieros

Información a diciembre (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	12M23		12M24		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Ingresos financieros.....	23,4	3%	83,2	7%	59,7	255%
Gastos financieros.....	(127,8)	-14%	(130,9)	-11%	-3,1	2%
Diferencia de cambio.....	(2,3)	0%	(12,5)	-1%	-10,2	444%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	(613,5)	-68%	1,3	0%	614,8	n.a.
Total resultado no operacional	(720,2)	-80%	(58,9)	-5%		
Ganancia antes de impuesto.....	(499,1)	-56%	311,2	26%	810,3	n.a.
Impuesto a las ganancias.....	88,1	10%	(82,9)	-7%	-171,0	-194%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	(411,1)	-46%	228,3	19%	639,3	n.a.
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(411,1)	0%	228,3	0%	639,3	n.a.
Ganancia por acción	(0,390)	0%	0,2	0%		

En 2024 los ingresos financieros aumentaron en US\$59,7 millones con respecto a 2023. En 2024 esta partida incluye el reconocimiento contable de US\$50 millones correspondientes a intereses generados por cuentas por cobrar producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios. Además, en 2024 la compañía recibió de intereses de US\$10,1 millones relacionados ventas de documentos de pago emitidos por la Tesorería bajo PEC-2 y PEC-3, mientras que durante 2023, estos intereses ascendieron a US\$11 millones bajo PEC-2. Por último, el incremento en ingresos financieros se debe a los mayores saldos de efectivo mantenidos durante 2024.

Los gastos financieros se mantuvieron prácticamente al mismo nivel de 2023, alcanzando US\$130,9 millones. Por una parte, los gastos financieros disminuyeron debido a que en el año anterior se registró un gasto de US\$12,6 millones producto del descuento al que se realizó la última venta de cuentas por cobrar bajo el programa PEC-1. Por otra parte, hubo una reducción en el gasto financiero por una mayor activación de intereses de US\$17,9 millones. Estos efectos compensaron el alza de gastos financieros resultante del aumento de los saldos de deuda y del costo medio de la deuda debido al alza generalizada de tasas de interés en los mercados globales. De esa forma, la tasa cupón promedio de la deuda financiera de la compañía subió de 5,2% en 2023 a 5,5% en 2024.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$12,5 millones en 2024, la que contrasta con una pérdida de US\$2,3 millones en 2023, producto de la volatilidad cambiaria con tendencia a la apreciación del peso chileno durante los meses de mayo y agosto y especialmente en los últimos meses de 2024. 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), principalmente los pasivos por concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16.

En 2024 se registraron otros ingresos netos fuera de la operación por un valor de US\$1,3 millones, a diferencia de 2023 en que se registró una pérdida de US\$604,9 millones, principalmente por deterioro y bajas de activos fijos e intangibles.

Ganancia neta

En 2024, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$228,3 millones, en comparación con la pérdida de US\$480,6 millones reportada en 2023, debido principalmente a un mejor resultado operacional, con un incremento de EBITDA de US\$112,5 millones, una baja en la depreciación de US\$36,6 millones y una caída de US\$44 millones en gastos financieros netos. El avance más significativo en el resultado neto se debió a la ausencia de gastos por deterioro (*impairments*) en 2024, en tanto estos ascendieron a US\$491,1 millones netos de impuestos en 2023. Todo esto fue parcialmente compensado por un aumento de US\$171 millones en la provisión de impuesto a la renta.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de diciembre de 2024, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$498,6 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.385 millones, incluyendo US\$230,4 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. El 17 de abril de 2024, la compañía recibió los fondos de una colocación de bonos bajo la regla 144-A/RegS por US\$500 millones con los que pagó anticipadamente US\$214,5 millones del bono de US\$350 millones con vencimiento en enero de 2025 además de un crédito de corto plazo por US\$35 millones. El 29 de agosto de 2024, ENGIE Chile emitió en el mercado suizo un bono verde por CHF 190 millones con vencimiento en 2029. La compañía recibió US\$225 millones producto de esta operación en virtud de un contrato del tipo *cross-currency swap*. Luego de esta colocación y del prepago de una deudas de corto plazo de US\$150 millones, la compañía quedó con recursos en efectivo para hacer frente a las necesidades de financiamiento de proyectos de energía renovable y de refinanciación de pasivos. Asimismo, en enero, mayo, agosto y septiembre de 2024, la empresa monetizó documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a la segunda ley de estabilización de precios a clientes regulados (ley MPC o “PEC-2”), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo, por un valor total de US\$58,8 millones incluyendo intereses. En octubre de 2024 se concretó la primera venta bajo PEC-3 que representó una entrada de efectivo de US\$356 millones incluyendo intereses. Las ventas de estos documentos están ayudando a (i) recomponer la liquidez afectada desde 2020 por los mecanismos de estabilización de precios, (ii) financiar las inversiones requeridas para la transición energética y (iii) extender el perfil de vencimientos de la deuda.

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

Estado de flujo de efectivo	2023	2024
Flujos de caja netos provenientes de la operación	346,0	574,3
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(512,7)	(649,5)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	331,1	197,3
Cambio en el efectivo	164,4	122,1

Flujos de caja provenientes de la operación

En 2024, el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$574,3 millones. Esta cifra se obtiene de la siguiente forma: El flujo de caja de la operación propiamente tal representó una entrada neta de efectivo de US\$458,8 millones, principalmente debido a una posición de mercado más balanceada, menores compras de combustible y la caída del costo marginal y del precio del carbón. Sin embargo, estos flujos de efectivo sólo pudieron materializarse parcialmente debido a la menor recaudación a clientes regulados producto de la ley de precio estabilizado, que significó una acumulación neta de saldos por cobrar de US\$126,5 millones. Por lo tanto, el flujo de caja operacional efectivo fue de US\$332,3 millones. A este valor se le debe agregar (i) US\$58,8 millones recibidos en efectivo por la venta de documentos de pago bajo el PEC-2, (ii) US\$356,0 millones recibidos por la venta de documentos de pago bajo el PEC-3, y (iii) US\$17,8 millones en compensaciones de seguros por un siniestro pasado en la central CTA. Luego, se deben descontar (i) pagos de intereses por US\$116,3 millones (US\$145,1 millones pagados menos US\$28,8 millones incluidos como inversiones en activo fijo), así como (ii) pagos por impuestos a la renta e impuestos verdes por un total de US\$36,7 millones y pagos de primas de seguro por US\$37,6 millones. De esta forma, se obtienen los US\$574,3 millones registrados como flujos de caja netos provenientes de la operación en el estado de flujo de efectivo.

En 2023, el estado de flujo de efectivo mostró flujos de caja netos de la operación de US\$346 millones, una notoria mejoría con respecto a 2022. Esta cifra se compone de varias partidas descritas a continuación. El flujo de caja de la operación propiamente tal habría representado una entrada neta de efectivo de US\$507,4 millones principalmente debido a los mayores precios de la energía vendida y menores compras de combustible explicadas por los mayores niveles de inventarios registrados al cierre de 2022 y la caída del precio del carbón. Sin embargo, estos flujos de efectivo sólo pudieron materializarse parcialmente debido a la menor recaudación a clientes regulados producto de la ley de precio estabilizado, que significó una acumulación neta de saldos por cobrar de US\$241,5 millones. Por lo tanto, el flujo de caja operacional del período ascendió a los US\$265,9 millones. A este valor se le debe agregar US\$38,2 millones recibidos en efectivo por la última venta de cuentas por cobrar del PEC-1 y US\$228,7 millones recibidos por la primera venta de documentos de pago correspondientes al PEC-2. Luego, se deben descontar (i) pagos de intereses por US\$99,2 millones (US\$109,3 millones pagados menos US\$10,1 millones incluidos como inversiones en activo fijo), así como (ii) pagos por impuestos a la renta e impuestos verdes de US\$50,1 millones, y (iii) primas de seguro por US\$38 millones para así obtener los US\$346 millones registrados en el flujo de efectivo.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En 2024, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$649,5 millones, principalmente por US\$655,2 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Coya, BESS Tamaya y BESS Capricornio, el Parque Eólico Lomas de Taltal, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión, como se detalla en el siguiente cuadro. Otros flujos incluyeron una salida de caja neta de US\$11,8 millones por compensaciones de productos derivados, compensados con ingresos financieros de US\$17,6 millones.

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue mayor a lo invertido en 2023 en que se registró un egreso de caja neto de US\$512,7 millones, principalmente por US\$534,60 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo el proyecto de almacenamiento de energía, BESS Coya, y el Parque Eólico Lomas de Taltal, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenciones mayores de activos de generación y transmisión.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en 2023 y 2024 ascendieron a US\$534,6 millones y US\$655,1 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro. Los proyectos BESS de almacenamiento de energía se encuentran incluidos en la partida de parques fotovoltaicos.

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

CAPEX	<u>2023</u>	<u>2024</u>
Subestaciones de transmisión.....	62,2	52,4
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	37,9	130,2
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	2,9	5,7
Parque fotovoltaicos.....	215,0	176,9
Parques eólicos.....	207,4	277,9
Otros.....	9,2	12,0
Total inversión en activos fijos	<u>534,6</u>	<u>655,1</u>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En 2023 se registraron activaciones de intereses por US\$10,1 millones, mientras en 2024 los intereses activados ascendieron a US\$28,8 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En 2024, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una entrada neta de efectivo de US\$271,1 millones como resultado de (i) prepagos de préstamos bancarios (US\$30 millones con Banco Santander, US\$35 millones con BCI, US\$100 millones con Scotiabank y US\$50 millones con Banco de Chile), (ii) pagos de las primeras cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US\$21,1 millones), (iii) la emisión de un bono 144-A/RegS por US\$500 millones, (iv) el rescate anticipado parcial del bono 144-A que vence en enero de 2025 por un valor de US\$214,5 millones y (v) la emisión de un bono a 5 años en el mercado Suizo por un valor equivalente en dólares de US\$225,1 millones. Los pagos de intereses ascendieron a US\$145,1 millones en el período, de los cuales US\$116,3 millones quedaron reflejados en los flujos provenientes de la operación y US\$28,8 millones fueron activados e incluidos como inversión en activos fijos.

En 2023, en tanto, los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento incluyeron (i) la renovación de créditos de corto plazo con BCP y Banco Santander por un total de US\$80 millones, (ii) un nuevo financiamiento de US\$50 millones a un año plazo otorgado por Banco Estado, (iii) el desembolso de US\$93 millones bajo el préstamo de US\$170 millones a 5 años otorgado por Banco Santander el 15 de diciembre de 2022 para la compra de las sociedades dueñas de los parques eólicos San Pedro en Chiloé, (iv) dos desembolsos por un total de US\$400 millones bajo del financiamiento otorgado por IFC y DEG, (v) el prepagado de la deuda de Energías de Abtao (dueña del Parque Eólico San Pedro 2 en Chiloé) con Itaú, Banco Consorcio y Consorcio Seguros de Vida por un valor total de US\$79,4 millones, que la compañía había asumido al momento de adquirir dichos activos en diciembre 2022, (vi) el pago de varios otros préstamos (US\$125 millones incluyendo Banco Santander (US\$25 millones), Itaú (US\$30 millones), BCP (US\$70 millones)) y (vii) la renovación de un crédito de US\$50 millones con el Banco de Chile a un nuevo plazo de 3 años. Otros pagos incluyeron intereses de los bonos 144-A, de los financiamientos de Scotiabank, Santander y BID Invest, y de préstamos de corto plazo, los que están reflejados en los flujos provenientes de la operación. Por otra parte, en abril de 2023 la compañía giró US\$75 millones de una línea de financiamiento de US\$150 millones otorgada por su matriz, ENGIE Austral S.A., para financiar compras de activos fijos y de GNL. Dicho préstamo fue pagado íntegramente en agosto de 2023.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre de 2024.

Obligaciones Contractuales al 31/12/24 Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	1.023,9	94,9	568,0	155,7	205,4
Deuda intercompañía.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	1.360,6	135,5	-	225,1	1.000,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	49,9	2,0	4,7	5,7	37,5
Leasing financiero - NIIF 16	91,8	4,3	9,5	5,2	72,9
Costo financiero diferido.....	(27,3)	(0,2)	(7,7)	(10,0)	(9,3)
Intereses devengados.....	43,2	43,2	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	39,0	14,0	5,7	13,3	6,0
Total	2.581,2	293,7	580,1	395,0	1.312,4

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 31 de diciembre de 2024 la deuda consolidada total de EECL ascendía a US\$2.384,6 millones (US\$2.581,2 millones incluyendo operaciones de arrendamiento financiero, intereses devengados y costos diferidos).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$293,7 millones incluyendo arrendamientos, costos diferidos e intereses devengados. La deuda bancaria con vencimiento inferior a un año llegó a US\$94,9 millones, incluyendo (i) un préstamo de US\$50 millones con BCI con vencimiento en mayo de 2025, y (ii) la porción de corto plazo de la deuda bancaria de largo plazo: US\$42,1 millones del financiamiento de IFC y DEG, incluyendo dos cuotas por un valor de US\$21,1 millones cada una, pagaderas el 15 de enero de 2025 y el 15 de julio de 2025 y las dos primeras cuota de capital del financiamiento con BID Invest por un total de US\$2,8 millones pagaderas en junio y diciembre de 2025. Estos créditos están denominados en dólares. La obligación con BCI devenga una tasa de interés fija y se encuentra documentada con pagaré simple, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales y financieras y con opción de prepago. Los financiamientos de IFC/DEG y BID Invest, devengan una tasa de interés variable, con excepción de un tramo de US\$15 millones del financiamiento de BID Invest que se encuentra a tasa fija. Para reducir su exposición al riesgo de fluctuaciones en la tasa de interés, la compañía tomó un derivado con el Banco de Chile para pasar un 60% del financiamiento a tasa variable de IFC/DEG, basada en la tasa SOFR compuesta diariamente, a tasa fija. Asimismo, la compañía tomó un derivado con el Banco de Chile para pasar un 50% de la porción del financiamiento a tasa variable de BID Invest, de SOFR compuesta diariamente a tasa fija. La deuda de corto plazo también incluía US\$135,5 millones de un bono 144A/RegS con vencimiento el 29 de enero de 2025 que quedó como remanente luego del rescate parcial anticipado de dichos bonos.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$929,1 millones al 31 de diciembre de 2024 (US\$50 millones con Banco Estado, US\$250 millones con Scotiabank, US\$170 millones con un grupo de bancos liderado por Banco Santander, US\$122,3 millones con BID Invest, y US\$336,8 millones con IFC y DEG). Los financiamientos vigentes se describen en los párrafos que siguen.

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, en una apuesta por acelerar la descarbonización de la matriz eléctrica de Chile. El financiamiento incluye un préstamo senior de BID Invest de

US\$74 millones, US\$15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés) y US\$36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund). La operación consistió en el financiamiento de la construcción del parque eólico Calama e incluyó un mecanismo financiero que permitió monetizar el desplazamiento real de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) producto del cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por la del parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento estableció un precio mínimo para las emisiones reconocido por medio de una menor tasa de interés en el préstamo del CTF. En caso de crearse un mercado de carbono durante la vigencia del préstamo, tanto CTF como ENGIE compartirán cualquier excedente sobre el precio mínimo del carbono incorporado en el mecanismo piloto. Este préstamo fue desembolsado el 27 de agosto de 2021. Al 31 de diciembre de 2024 tenía una vida promedio remanente de 5 años. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman US\$110 millones y su tasa base cambió de LIBOR 180 días a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. La compañía tomó un contrato swap con el Banco de Chile para fijar la tasa de interés por hasta un 50% del monto nominal de la deuda, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un monto inicial de US\$55 millones.

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, 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 nominal equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 2,872% anual.

En noviembre de 2023, la compañía renovó el préstamo que mantenía con Banco de Chile por US\$50 millones, extendiendo su fecha de vencimiento al 16 de noviembre de 2026. Dicho préstamo fue prepagado en noviembre de 2024. Asimismo, en enero de 2024, la compañía renovó un crédito por US\$50 millones que mantenía con Banco Estado, extendiendo su fecha de vencimiento al 12 de enero de 2026. Este préstamo tiene características contractuales similares a los préstamos de corto plazo de la compañía salvo porque 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 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de US\$170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros US\$77 millones de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes US\$93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR 6 meses más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto nominal 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.

A fines de junio de 2023, la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, anunció la firma de un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad para ENGIE Energía Chile S.A.. Este financiamiento, unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanza un monto comprometido total de US\$400 millones a 10 años plazo. El propósito de este financiamiento es el de financiar inversiones en proyectos renovables, en línea con el plan de transformación energética de la compañía, ayudando a la compañía a pasar de la generación de energía en base a combustibles fósiles a la generación de energía renovable, y a la instalación de sistemas de almacenamiento (Battery Energy Storage System – BESS). El financiamiento incluye US\$200 millones provistos por IFC, US\$114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, US\$35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por US\$50 millones. Este financiamiento es pagadero en 19 cuotas semestrales iguales comenzando el 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. El día 28 de julio de 2023 la compañía recibió recursos por un total de US\$200 millones bajo este financiamiento, y los restantes US\$200 millones fueron desembolsados el día 19 de diciembre de 2023. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo un 60% del monto nominal de la

deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto nominal inicial de US\$240 millones, quedó fija en 3,815% anual.

Al 31 de diciembre de 2024, EECL poseía tres bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos, por un monto original de US\$350 millones y un monto remanente de US\$135,5 millones luego del rescate parcial anticipado efectuado el 16 de abril de 2024, contempla un pago único de capital el 29 de enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual. El segundo, por un valor de US\$500 millones, fue emitido el 28 de enero de 2020 para refinanciar completamente un bono de US\$400 millones que tenía vencimiento el 15 de enero de 2021. Esta emisión tiene una tasa cupón de 3,4% anual y vence el 28 de enero de 2030. Por último, el 17 de abril de 2024, la compañía colocó un nuevo bono de US\$500 millones a 10 años plazo con una tasa cupón de 6,375% anual con la finalidad de refinanciar parcialmente el bono de US\$350 millones con vencimiento en enero de 2025 y de financiar proyectos verdes. El nuevo bono de US\$500 millones tiene vencimiento el 17 de abril de 2034.

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.

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\$49,9 millones.

Al 31 de diciembre de 2024, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$101,5 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16. Cabe notar que durante 2023, la compañía renunció a una de las concesiones onerosas sobre terrenos que mantenía en la zona de Taltal y más tarde renunció a una concesión onerosa sobre un paño vecino al Parque Eólico Calama, lo que contribuyó a explicar la disminución en el valor de estas obligaciones en 2023.

Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 31 de diciembre de 2024, un 86,1% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 13,9% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS 16, se encontraba a tasa variable (US\$55 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$51 millones del préstamo con Santander y US\$151,6 millones del financiamiento del IFC y DEG).

Al 31 de diciembre de 2024
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028</u>	<u>2028 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Variable							
(US\$)	7.0288% p.a.	1,4	2,5	4,4	8,3	38,5	55,0
(US\$)	6.2940% p.a.	-	-	75,0	-	-	75,0
(US\$)	6.8105% p.a.	-	-	51,0	-	-	51,0
(US\$)	7.7998% p.a.	16,8	16,8	16,8	16,8	84,2	151,6
Total Tasa Variable		18,2	19,3	147,2	25,1	122,7	332,6
Tasa Fija							
(US\$)	6.3500% p.a.	50,0	-	-	-	-	50,0
(US\$)	6.4000% p.a.	-	50,0	-	-	-	50,0
(US\$)	4.1724% p.a.	-	-	175,0	-	-	175,0
(US\$)	1.0000% p.a.	-	-	-	-	15,0	15,0
(US\$)	6.0430% p.a.	-	-	119,0	-	-	119,0
(US\$)	6.5783% p.a.	1,4	2,5	4,4	8,3	38,5	55,0
(US\$)	6.5313% p.a.	25,3	25,3	25,3	25,3	126,3	227,4
(US\$)	3.4000% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	6.3750% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	4.5000% p.a.	135,5	-	-	-	-	135,5
(US\$)	5.4272% p.a.	-	-	-	-	225,1	225,1
Total Tasa Fija		212,2	77,7	323,7	33,5	1.404,9	2.052,0
TOTAL		230,4	97,1	470,9	58,6	1.527,7	2.384,6

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 30 de abril de 2024, 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 27 de julio de 2021, el Directorio de la compañía aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2021 por la cantidad de US\$41,5 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,0393996153 por acción, que fue pagado el 26 de agosto de 2021. Este dividendo representó un reparto equivalente al 87,6% de la utilidad neta del año 2021, por lo que en mayo de 2022 el directorio optó por proponer a la Junta de Accionistas que no se repartiera un dividendo definitivo contra la utilidad del año 2021.

En consideración a las pérdidas netas registradas en los ejercicios de 2022 y 2023, las Juntas Ordinarias de Accionistas celebradas el 25 de abril de 2023 y el 30 de abril de 2024, respectivamente, aprobaron no repartir dividendos con cargo a los resultados de los años 2022 y 2023.

El reparto de dividendos contra las utilidades de 2024 deberá ser propuesto por el directorio y aprobado posteriormente en la Junta Ordinaria de Accionistas programada para fines de abril de 2025. Como mínimo, de acuerdo a la ley, el reparto deberá ser equivalente al 30% de la utilidad líquida del ejercicio. No obstante, si la sociedad tuviere pérdidas acumuladas (US\$46,9 millones en el caso de la compañía), las utilidades del ejercicio se destinarán primeramente a absorberlas.

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

Dividendos pagados por Engie Energía Chile S.A.

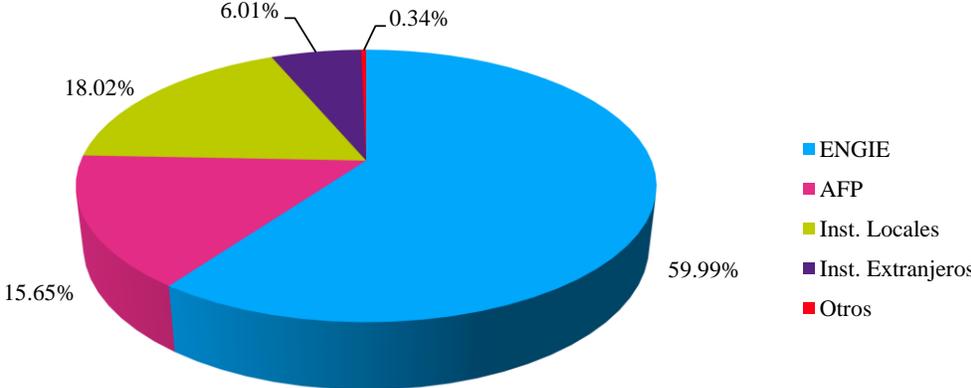
Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo de 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo de 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo de 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)	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

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 a nuestra página web: <https://engie-energia.cl/inversionistas/>.

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

N° de accionistas: 1.730



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)									
	<u>2023</u>					<u>2024</u>				
	<u>1T23</u>	<u>2T23</u>	<u>3T23</u>	<u>4T23</u>	<u>12M23</u>	<u>1T24</u>	<u>2T24</u>	<u>3T24</u>	<u>4T24</u>	<u>12M24</u>
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.655	1.739	1.725	1.783	6.902	1.745	1.744	1.773	1.719	6.982
Ventas de energía a clientes regulados	1.252	1.249	1.289	1.220	5.011	1.374	1.399	1.366	1.253	5.392
Ventas de energía al mercado spot	31	17	65	47	160	22	-	-	70	93
Total ventas de energía.....	2.938	3.005	3.079	3.050	12.072	3.142	3.143	3.139	3.042	12.466
Generación bruta por combustible										
Carbón.....	351	379	128	433	1.291	495	527	432	319	1.773
Gas.....	850	910	757	205	2.723	413	492	500	390	1.795
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	7	3	3	0	14	0	-	0	-	0
Renovable.....	407	412	436	415	1.670	343	339	403	370	1.455
Baterías.....						51	51	55	92	250
Total generación bruta.....	1.615	1.705	1.324	1.054	5.698	1.303	1.409	1.391	1.171	5.273
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(61)	(64)	(28)	(53)	(205)	(63)	(66)	(55)	(47)	(231)
Total generación neta.....	1.555	1.641	1.297	1.000	5.493	1.240	1.343	1.335	1.125	5.043
Compras de energía en el mercado spot	552	697	1.078	1.299	3.626	935	1.049	1.026	865	3.875
Compras de energía bajo contrato (GWh)	800	724	800	966	3.289	986	799	859	1.019	3.664
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.906	3.062	3.175	3.265	12.408	3.161	3.192	3.220	3.008	12.581

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

	1T23	2T23	3T23	4T23	12M23	1T24	2T24	3T24	4T24	12M24
Ingresos de la operación										
Ventas a clientes regulados.....	249,6	222,7	183,9	171,5	827,7	190,6	211,7	185,4	196,7	784,4
Ventas a clientes no regulados.....	228,6	223,2	223,2	209,2	884,2	194,4	203,3	192,5	170,7	760,9
Ventas al mercado spot y ajustes.....	53,5	106,5	62,4	51,6	274,0	17,3	19,7	28,5	21,1	86,6
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	531,8	552,3	469,5	432,4	1.986,0	402,2	434,8	406,4	388,5	1.631,9
Ventas de gas.....	25,6	29,6	12,7	13,2	81,2	7,2	6,9	13,4	38,2	65,7
Otros ingresos operacionales.....	30,4	34,3	29,7	31,2	125,6	33,3	49,2	27,8	28,7	138,9
Total ingresos operacionales.....	587,8	616,2	512,0	476,8	2.192,7	442,7	490,8	447,6	455,4	1.836,5
Costos de la operación										
Combustibles.....	(177,3)	(194,2)	(120,7)	(99,1)	(591,3)	(81,6)	(83,2)	(71,8)	(74,3)	(310,9)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(219,4)	(224,3)	(189,2)	(182,7)	(815,6)	(157,6)	(173,3)	(162,9)	(165,7)	(659,4)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(43,4)	(45,1)	(44,2)	(44,3)	(176,9)	(34,1)	(36,7)	(36,0)	(34,5)	(141,2)
Otros costos directos de la operación	(83,5)	(104,5)	(74,4)	(95,7)	(358,0)	(59,8)	(69,2)	(77,6)	(115,0)	(321,6)
Total costos directos de ventas.....	(523,5)	(568,0)	(428,5)	(421,8)	(1.941,9)	(333,1)	(362,3)	(348,3)	(389,5)	(1.433,2)
Gastos de administración y ventas.....	(8,8)	(11,6)	(9,6)	(13,8)	(43,9)	(10,6)	(12,9)	(12,7)	(16,6)	(52,7)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(1,3)	(1,4)	(1,2)	(1,0)	(4,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(1,8)	(4,4)
Otros ingresos de la operación.....	3,1	5,5	5,0	5,4	19,0	5,1	3,9	7,0	8,0	24,0
Total costos de la operación.....	(530,5)	(575,6)	(434,3)	(431,3)	(1.971,7)	(339,4)	(372,1)	(354,9)	(399,9)	(1.466,3)
Ganancia operacional.....	57,3	40,6	77,6	45,5	221,1	103,3	118,7	92,6	55,5	370,1
EBITDA.....	102,0	87,1	123,0	90,9	402,9	138,3	156,3	129,5	91,8	515,8
Ingresos financieros.....	1,3	4,9	14,0	3,2	23,4	4,1	57,0	4,4	17,7	83,2
Gastos financieros.....	(27,9)	(42,5)	(31,2)	(26,2)	(127,8)	(33,7)	(31,0)	(37,3)	(28,9)	(130,9)
Diferencia de cambio.....	(0,3)	(0,4)	(3,2)	1,6	(2,3)	(10,3)	1,0	10,2	(13,4)	(12,5)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(3,4)	(5,7)	0,4	(604,9)	(613,5)	-	0,6	0,0	0,6	1,3
Total resultado no operacional	(30,3)	(43,7)	(19,9)	(626,3)	(720,2)	(39,9)	27,6	(22,7)	(23,9)	(58,9)
Ganancia antes de impuesto.....	27,1	(3,1)	57,7	(580,8)	(499,1)	63,4	146,3	70,0	31,6	311,2
Impuesto a las ganancias.....	(7,4)	10,3	(15,1)	100,2	88,1	(17,3)	(41,8)	(19,4)	(4,3)	(82,9)
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)	46,1	104,4	50,5	27,3	228,3
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)	46,1	104,4	50,5	27,3	228,3
Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)	0,02	0,01	0,04	(0,46)	(0,39)	0,04	0,10	0,05	0,03	0,22

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2023	2024
	Diciembre	Diciembre
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	301,3	498,6
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	278,6	220,6
Impuestos por recuperar	16,8	8,7
Inventarios corrientes	139,6	124,6
Otros activos no financieros corrientes	250,1	227,9
Total activos corrientes	986,4	1.080,5
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.385,0	2.969,2
Otros activos no corrientes	887,5	671,0
TOTAL ACTIVO	4.258,9	4.720,8
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	337,1	291,7
Otros pasivos corrientes	371,5	358,2
Total pasivos corrientes	708,6	649,9
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	1.964,6	2.287,5
Otros pasivos de largo plazo	199,7	218,6
Total pasivos no corrientes	2.164,3	2.506,1
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.386,0	1.564,8
Patrimonio	1.386,0	1.564,8
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	4.258,9	4.720,8

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2024 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo aumentaron en US\$197,3 millones, llegando a un saldo de US\$498,6 millones al 31 de diciembre de 2024. Por una parte, el saldo de caja aumentó debido principalmente a ingresos de caja netos propios de la operación (US\$332,3 millones), la venta de cuentas por cobrar correspondientes a las leyes PEC-2 (US\$58,8 millones) y PEC-3 (US\$356 millones), compensaciones de seguros por un siniestro pasado en CTA (US\$17,8 millones) y un aumento neto de deuda de US\$271,1 millones. Los movimientos que contribuyeron a la disminución del saldo en efectivo fueron (i) inversiones en activos fijos de US\$655,2 millones, (ii) pagos de intereses por US\$116,3 millones, (iii) pagos de impuestos por US\$36,7 millones y (iv) pagos de primas de seguro por US\$37,6 millones.

Deudores comerciales: La disminución de US\$58,0 millones en deudores por cobrar se compone de disminuciones en las siguientes partidas: (i) cuentas comerciales por cobrar (-US\$58,8 millones), fundamentalmente debido a la disminución de tarifas de energía, (ii) reverso en la provisión de incobrables (+US\$12,3 millones), (iii) cuentas por cobrar a compañías relacionadas (-US\$4,5 millones) incluyendo Engie Gas (-US\$4,8 millones) y (iv) cuentas relativas al personal (-US\$2,6 millones).

Inventarios corrientes: La disminución de US\$14,9 millones en esta partida obedece principalmente a una caída de US\$26,2 millones en el inventario de carbón y de caliza, debido a la marcada disminución de precios y a

menores volúmenes comprados, lo que fue parcialmente compensado por un aumento de US\$8,4 millones en inventarios de gas natural licuado no regasificado y un aumento de US\$2,1 millones en materiales y suministros.

Impuestos por recuperar: La caída de US\$8,1 millones en esta partida se debió principalmente a una reducción de US\$8,8 millones en los impuestos por recuperar de ejercicios anteriores por la recuperación efectiva de dichos impuestos. Por otra parte, se registró un aumento de US\$0,6 millones en pagos provisionales mensuales.

Otros activos corrientes: La disminución de US\$22,2 millones se debió principalmente a una caída de US\$39,1 millones en anticipos a proveedores y una disminución de US\$2 millones en gastos anticipados. Estas caídas fueron parcialmente contrarrestadas por el aumento de US\$21,2 millones en el IVA crédito fiscal que alcanzó un saldo de US\$191,9 millones al 31 de diciembre de 2024. Esta partida se explica por las compras relacionadas con insumos utilizados en la generación, tales como carbón y gas, así como por el IVA crédito fiscal generado en las compras relacionadas con la construcción de proyectos renovables.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$584,2 millones en este rubro responde principalmente al aumento de US\$491,6 millones en el valor de obras en curso, debido mayormente a los proyectos BESS Tamaya y Capricornio y Lomas de Taltal y otros proyectos de transmisión que se encuentran en construcción. El valor de los edificios aumentó en +US\$11,2 millones, mientras que el de plantas y equipos lo hizo en US\$87,8 millones por el alta de nuevos proyectos de generación. Hubo otros activos fijos que presentaron disminuciones netas, mientras que la depreciación del período alcanzó los US\$130,5 millones.

Otros activos no corrientes: La disminución de US\$216,5 millones en este rubro se debe a distintos efectos contrapuestos. La principal disminución corresponde a la caída de -US\$208 millones en provisión de cuentas por cobrar asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas debido a la venta de saldos por un valor nominal de -US\$404,8 millones compensada por el reconocimiento de +US\$68,8 millones de intereses y reajustes en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras según lo estipulado en el decreto de precio de nudo promedio publicado en el diario oficial el 5 de julio de 2024 y la acumulación de saldos en el período. Otras partidas que presentaron disminuciones fueron (i) la depreciación por derechos de uso (-US\$5,8 millones), (ii) amortización de intangibles (-US\$7,6 millones) y (iii) impuestos diferidos (-US\$57,7 millones). Entre los aumentos se encuentran (i) +US\$19,8 millones en inversión en proyectos en desarrollo; (ii) +US\$21,4 millones en el valor razonable de activos financieros, (iii) +US\$12,3 millones en el valor libro de la participación en TEN y (iv) la inclusión de la inversión de US\$1,2 millones en COIESA.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución de US\$45,4 millones debido principalmente al efecto neto de los siguientes movimientos. Entre los cambios que producen un aumento en el saldo de esta partida se encuentran: (i) el paso del largo al corto plazo del bono 144-A/Reg S por US\$350 millones con vencimiento el 29 de enero de 2025, (ii) el paso del largo al corto plazo de US\$42,2 millones de dos cuotas de capital del financiamiento de IFC y DEG, y (iii) el paso del largo al corto plazo de US\$2,8 millones de las dos primeras cuotas de capital del financiamiento con BID Invest. Entre los cambios que explican una disminución se cuentan, (i) la renovación y extensión a un plazo mayor a un año de un préstamo de US\$50 millones con el Banco Estado, (ii) el prepago de un préstamo de US\$30 millones con Banco Santander, (iii) el prepago de un préstamo de US\$35 millones con BCI, (iv) el prepago de un préstamo de US\$100 millones con Scotiabank, (v) el pago de la primera cuota de capital de US\$21,1 millones del préstamo con IFC y DEG, y (vi) el pago de US\$214,5 millones por el rescate anticipado del bono 144-A/Reg S con vencimiento en enero de 2025. La diferencia se explica por variaciones en costos de financiamiento, intereses devengados y valorización a mercado de derivados financieros.

Otros pasivos corrientes: La disminución neta de US\$13,3 millones en este conjunto de partidas, se debió principalmente a caídas de (i) -US\$23,8 millones en facturas por pagar a proveedores; (ii) -US\$15,4 millones en la provisión de impuesto de primera categoría, (iii) -US\$5,6 millones en ingresos percibidos por adelantado y (iv) -US\$1,7 millones en el IVA débito fiscal. Las partidas que mostraron incrementos fueron (i) +US\$29,6 millones en cuentas por pagar a empresas relacionadas explicadas principalmente por (a) la provisión de US\$32,6 millones en dividendos a pagar al accionista mayoritario de la compañía, ENGIE Austral (60% del 30% de la utilidad líquida del ejercicio después de la absorción de pérdidas acumuladas de US\$46,91 millones), compensada en parte por (b) disminuciones en cuentas por pagar a ENGIE Gas (-US\$3,6 millones) y TEN (-1,5 millones); (ii) +US\$16,5 millones entre facturas por recibir, provisión de gastos de internación y otras cuentas por pagar; (iii) +US\$21,8 millones de provisión de pago de dividendos a los accionistas minoritarios; y (iv) +US\$2,7 millones en beneficios a los empleados.

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$322,9 millones se debe principalmente a los siguientes movimientos: (i) el paso de largo a corto plazo del bono 144-A/Reg S por US\$350 millones con vencimiento en enero de 2025 (-US\$350 millones); (ii) el prepago de un préstamo con Banco de Chile (-US\$50 millones); (iii) el traspaso de corto a largo plazo del préstamo con Banco Estado (+US\$50 millones); (iv) el traspaso al corto plazo de las cuotas a pagar en enero y julio de 2025 del préstamo del IFC y DEG (-US\$42,2 millones); (v) el traspaso al corto plazo de las dos primeras cuotas a pagar en junio y diciembre de 2025 del préstamo de BID Invest (-US\$2,8 millones); (vi) la emisión de un nuevo bono 144-A/Reg S por US\$500 millones; (vii) la emisión de un bono suizo por el equivalente a US\$225,1 millones y (viii) un aumento de US\$16,6 millones en la valorización de derivados. Por otra parte, se observaron disminuciones de US\$8,3 millones por la amortización de gastos asociados a financiamientos, una disminución de US\$13,7 millones en el saldo de pasivos clasificados como leasing financiero bajo la norma IFRS 16, fundamentalmente por concesiones onerosas sobre terrenos para proyectos de inversión y el paso del largo al corto plazo de las cuotas a pagar a TEN por el contrato de peaje de sistemas de transmisión dedicada.

Otros pasivos de largo plazo: Los otros pasivos de largo plazo alcanzaron los US\$218,6 millones, mostrando un aumento de US\$18,9 millones, producto de un aumento de US\$16,6 millones en la provisión de desmantelamiento de centrales y un aumento de US\$2,4 millones en la provisión de impuestos diferidos.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento en el patrimonio se explica por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$228,3 millones, menos US\$54,4 millones correspondientes a la provisión de 30% de dividendo mínimo obligatorio sobre la utilidad del ejercicio menos la porción destinada a absorber pérdidas acumuladas, y más US\$4,9 millones correspondientes a la reserva de coberturas financieras.

ANEXO 2

	2T23	3T23	4T23	1T24	2T24	3T24	4T24
EBITDA*	87,1	123,0	90,9	138,3	156,3	129,5	91,8
Ganancia atribuible a la controladora	7,1	42,7	-480,6	46,1	104,4	50,5	27,3
Gastos Financieros	42,5	31,2	26,2	33,7	31,0	37,3	28,9
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio							Dec-24
EBITDA (últimos 12 meses)							515,8
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)							228,3
Gastos Financieros (últimos 12 meses)							130,9
Deuda Financiera							2.579,2
Corriente							291,7
No-Corriente							2.287,5
Efectivo y efectivo equivalente							498,6
Deuda financiera neta							2.080,5

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			dic-23	dic-24	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,39	1,66	19%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,19	1,47	23%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	277,8	430,6	55%
	ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	2,07	2,02
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	3,15	3,94	25%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	5,72	5,00	-13%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	4,97	4,09	-18%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	-18,8%	14,6%	-177%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	-9,7%	4,8%	-150%

*Últimos 12 meses

Al 31 de diciembre de 2024, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,66x y 1,47x, respectivamente. La mejora en ambos indicadores con respecto a los índices reportados al cierre de 2023, se debió principalmente a un mayor saldo de efectivo reportado en diciembre de 2024, el que aumentó en US\$197 millones con respecto al saldo de diciembre de 2023.

La Razón de Endeudamiento al 31 de diciembre de 2024 fue de 2,02 veces, inferior al nivel de diciembre de 2023, producto del aumento en el patrimonio debido a las utilidades del ejercicio.

La Cobertura de Gastos Financieros al 31 de diciembre de 2024 fue de 3,94x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2023 debido a la recuperación del EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 5,0x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 4,09 veces. Excluyendo los pasivos de leasing financiero, estos indicadores serían 4,73x and 3,77x, 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 4,8%, respectivamente. Estas cifras se vuelven positivas luego de presentar utilidades en el resultado del ejercicio 2024., a diferencia del año anterior

donde se reportaron pérdidas en el último trimestre de 2023 debido al reconocimiento de un deterioro en el valor de activos fijos, en particular plantas de generación a carbón que dejarán de operar con dicho combustible a partir de 2026.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 12M24

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos en el cuarto trimestre de 2024, el jueves 20 de febrero a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 10:00 AM (EST).

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:
+56 44 208 1274 dial-in local
+1(412) 317-6378 internacional
+1(844) 686-3841 toll free US

HD Voice
[Chorus Call HD Web Phone™](#)

Webcast

<https://webcastlite.mziq.com/cover.html?webcastId=3bfd12f0-87f3-403d-8de9-4aece8ac5af4>

Pedir incorporarse al call de **ENGIE Energía Chile** (sin passcode). Conectarse 10 minutos antes de la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar +1 (877) 344-7529 / +1 (412) 317-0088 Passcode I.D: 7370571. La repetición estará disponible hasta el día 27 de febrero de 2025.