

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$156 MILLONES Y UN RESULTADO NETO DE US\$104 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2024.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$156,3 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UNA RECUPERACIÓN CON RESPECTO AL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2023. ESTE TRIMESTRE SE HA CARACTERIZADO POR UNA ADECUADA DISPONIBILIDAD DE NUESTRAS UNIDADES DE GENERACIÓN 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\$490,8 millones en el segundo trimestre de 2024, disminuyendo un 20% con respecto al segundo trimestre del año anterior, producto de menores precios promedio monómicos, tanto de clientes no regulados como regulados.
- Durante este periodo, la compañía alcanzó un **EBITDA** de US\$ 156,3 millones. Entre las principales razones de este aumento se encuentran las mayores ventas físicas de energía y menores costos promedio de suministro, una adecuada disponibilidad de sus unidades generación, y menores costos de generación, esto último debido a una disminución en el precio de los combustibles a nivel mundial.
- En el segundo trimestre, el **resultado neto** fue una utilidad de US\$104,4 millones, explicado por un mejor desempeño operacional y por el reconocimiento contable de US\$50 millones que corresponden a intereses generados por las cuentas por cobrar que se han venido acumulando producto de la ley de estabilización de precios a clientes regulados y las postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios. Cabe señalar que la ley de estabilización de precios a clientes regulados, cuyo primer cuerpo normativo fue dictado por el Congreso en 2019, implicó que las generadoras no recibieran la totalidad de los montos correspondientes por concepto de facturación. Como consecuencia de ello, EECL debió incurrir en endeudamientos adicionales para poder financiar sus operaciones e inversiones en activos renovables, lo que afectó negativamente su liquidez y flujo de caja.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	2T23	2T24	Var %	6M23	6M24	Var%
Total ingresos operacionales	616,2	490,8	-20%	1.204,0	933,5	-22%
Ganancia operacional	40,6	118,7	192%	97,9	222,0	127%
EBITDA	87,1	156,3	80%	189,0	294,6	56%
Margen EBITDA	14,1%	31,8%	125,4%	15,7%	31,6%	(9,8pp)
Total resultado no operacional	(43,7)	27,6	n.a	(74,0)	(12,3)	-83%
Ganancia atribuible a los controladores	7,1	104,4	1364%	26,8	150,5	461%
Ganancia (pérdida) por acción (US\$/acción)	0,007	99,138		0,025	142,863	
Ventas de energía (GWh)	3.005	3.143	5%	5.943	6.285	6%
Generación neta de energía (GWh)	1.641	1.343	-18%	3.196	2.583	-19%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	697	1.049	51%	1.249	1.984	59%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	724	799	10%	1.523	1.785	17%

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. ("EECL") participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 30 de junio 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-energia.cl.

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2024	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2024.....	4
ANTECEDENTES GENERALES	4
Costos Marginales SEN.....	5
Generación	6
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	7
Segundo trimestre de 2024 comparado con el primer trimestre de 2024 y segundo trimestre de 2023.....	7
Ingresos operacionales	7
Costos operacionales.....	8
Margen Eléctrico.....	9
Resultado operacional	10
Resultados financieros	10
Ganancia neta.....	11
Primer semestre de 2024 comparado con el primer semestre de 2023	12
Ingresos operacionales	12
Costos operacionales.....	13
Resultado operacional	14
Resultados financieros	14
Liquidez y recursos de capital	15
Flujos de caja provenientes de la operación	16
Flujos de caja usados en actividades de inversión	16
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	17
Obligaciones contractuales.....	17
Política de dividendos	20
Política de Gestión de Riesgos Financieros	21
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 DE JUNIO DE 2024	22
ANEXO 1	23
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	23
Ventas Físicas	23
Balance 25	25
Principales Variaciones del Balance General	25
ANEXO 2	28
INDICADORES FINANCIEROS.....	28
CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M24.....	30

HECHOS DESTACADOS

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 USD 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 Situado 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 2x220 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 se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural y petróleo diésel, con 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. La entrada en operaciones de la interconexión de los sistemas a fines de noviembre de 2017, y la entrada en operaciones del Proyecto de Interconexión Cardones-Polpaico de InterChile, el 30 de mayo de 2019, permitió que se acoplaran las barras de las distintas localidades del sistema, disminuyendo el vertimiento de energía renovable que no lograba ser inyectada al sistema por la insuficiencia de la infraestructura de transmisión. Sin embargo, la mayor velocidad de instalación de proyectos de energía renovable en los últimos años 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		Real (Promedio mensual por nudo)					2024		Real (Promedio mensual por nudo)				
Actual	Crucero	Polpaico	Charrua	P. Montt	Temuco	Actual	Crucero	PAN DE AZUCAR	Polpaico	Charrua	P. Montt		
Ene		96	94	91	197	89		42	40	41	37	79	
Feb		114	114	110	215	107		54	51	53	50	108	
Mar		106	133	132	207	128		51	49	49	47	60	
Abr		109	133	132	160	130		55	53	55	61	73	
May		106	123	123	138	118		79	81	93	94	95	
Jun		93	104	102	90	88		54	52	54	48	36	
Jul		60	59	56	48	47							
Ago		54	52	48	36	36							
Sep		53	50	46	32	33							
Oct		44	41	33	35	27							
Nov		41	33	25	20	20							
Dec		47	41	34	49	28							
YTD		77	81	78	102	71		56	54	57	56	75	

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 49 USD/MWh, 47 USD/MWh en el centro y 83 USD/MWh en el sur.

En el primer semestre de este año los costos marginales promedio del sistema fueron de 60 USD/MWh, lo que representa una importante baja respecto al mismo periodo del año anterior donde los costos marginales promedio fueron de 123 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 el aporte de las mayores lluvias registradas en el primer semestre de 2024 en comparación con el primer semestre del año pasado.

Precios de Combustibles

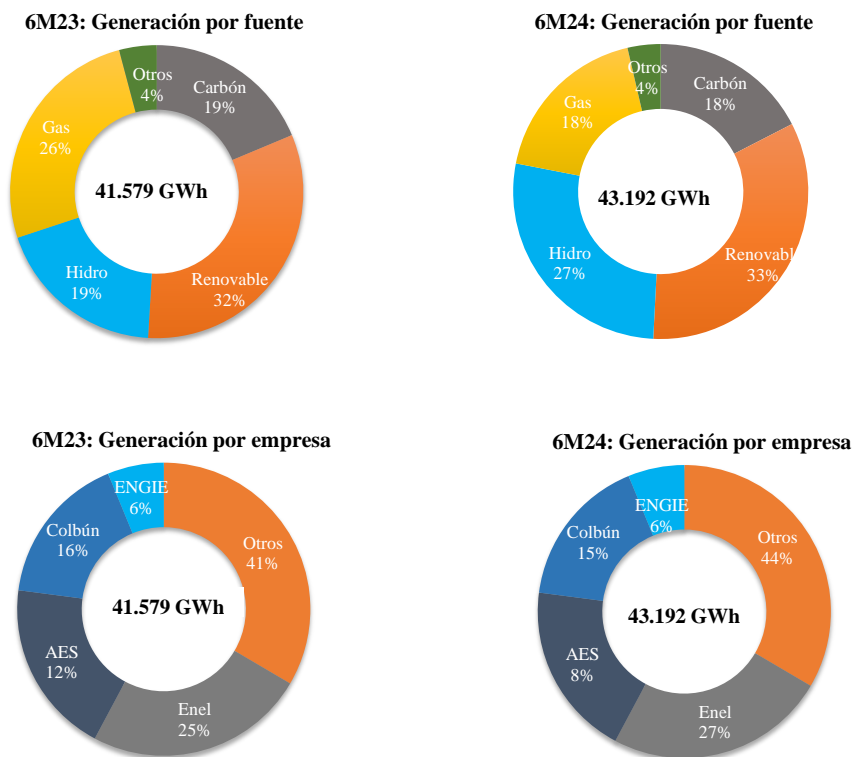
Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	2023	2024	% Variación	2023	2024	% Variación	2023	2024	% Variación	2023	2024	% Variación
	Año c/A			Año c/A			Año c/A			Año c/A		
Enero	84,3	74,1	-5%	86,2	80,2	-2%	4,32	3,17	0%	167,2	106,1	-37%
Febrero	95,8	77,8	1%	96,6	83,8	1%	4,75	1,67	-30%	194,5	95,8	-31%
Marzo	107,9	81,3	12%	116,2	85,4	10%	4,99	1,49	-34%	325,3	114,4	-17%
Abril	101,9	85,7	8%	104,5	90,1	7%	6,50	1,51	-30%	319,3	118,8	-15%
Mayo	111,5	80,0	11%	114,3	81,4	2%	8,24	2,19	2%	328,1	106,0	-11%
Junio	114,3	79,8	13%	122,4	82,2	3%	7,46	2,54	20%	352,9	109,7	-5%
Julio	101,2			111,6			7,37			389,0		
Agosto	93,7			100,7			8,76			364,9		
Septiembre	85,4			89,5			7,73			328,5		
Octubre	87,6			93,3			5,69			267,9		
Noviembre	82,8			89,9			5,45			213,6		
Diciembre	76,0			80,3			5,52			227,9		

Al comparar el año 2024 con 2023 podemos observar que 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 el primer semestre de 2023 y 2024:



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 junio de 2024 alcanzaron los 40.251,9 GWh, mostrando un incremento de 4,2% en ventas a clientes libres y de 4,4% en el segmento de clientes regulados respecto del año 2023.

Respecto a la generación renovable, la energía solar presentó un incremento de 13,3% y la eólica de 6,8% respecto al año 2023. A fines de junio de 2024, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 35.370 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 17.066 MW, o un 48,2%, correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNCC, 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 junio, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó un 53,1% (año del tipo seco).

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 30 de junio de 2024 y 30 de junio 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

Segundo trimestre de 2024 comparado con el primer trimestre de 2024 y segundo trimestre de 2023

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2T23</u>		<u>1T24</u>		<u>2T24</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A.</u>
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	223,2	40%	194,4	48%	203,3	47%	5%	-9%
Ventas a clientes regulados.....	222,7	40%	190,6	47%	211,7	49%	11%	-5%
Ventas al mercado spot.....	106,5	19%	17,3	4%	19,7	5%	14%	-82%
Total ingresos por venta de energía y potencia	552,3	90%	402,2	91%	434,8	89%	8%	-21%
Ventas de gas.....	29,6	5%	7,2	2%	6,9	1%	-5%	-77%
Otros ingresos operacionales.....	34,3	6%	33,3	8%	49,2	10%	48%	43%
Total ingresos operacionales.....	616,2	100%	442,7	100%	490,8	100%	11%	-20%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.739	58%	1.745	56%	1.744	55%	0%	0%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.249	42%	1.374	44%	1.399	45%	2%	12%
Ventas de energía al mercado spot.....	17	1%	22	1%	-	0%	-100%	-100%
Total ventas de energía.....	3.005	100%	3.142	100%	3.143	100%	0%	5%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(1)	128,3		111,4		116,6		5%	-9%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (2)	178,2		138,7		151,3		9%	-15%

En el segundo trimestre de 2024, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$434,8 millones, disminuyendo un 21% (US\$117,5 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta caída se explica por menores precios promedio monómicos, tanto de clientes no regulados como regulados.

La caída en las tarifas a clientes regulados responde a disminuciones en los índices de inflación y en los precios de combustibles utilizados en las fórmulas de indexación de los contratos que se reflejan en este trimestre.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia aumentaron un 8% (US\$32,6 millones), debido a mayores volúmenes de venta a clientes regulados y mayor precio promedio monómico en clientes no regulados y regulados, este último afectado por reconocimiento de US\$18 millones por reajuste por inflación de los saldos adeudados por compañías distribuidoras conforme a las leyes de estabilización de tarifas al cliente regulado y lo establecido en el Decreto de Precio de Nudo Promedio publicado en el Diario Oficial el 5 de julio de 2024.

En cuanto a las ventas de energía al mercado spot, cabe notar que éstas incluyen, en los periodos comparativos de 2023 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 el primer y segundo trimestre de 2024, no hubo contrato de maquila. Esta partida también incluye pagos por reliquidaciones de potencia y de energía determinadas por el CEN.

Durante el segundo trimestre, las ventas de gas se mantienen similares al trimestre anterior. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión, que a partir de 2018 consideran el cargo único, partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.) y venta de combustibles a terceros. Esta partida reconoce un recuperador por seguro de CTA de US\$17,8 millones asociado a un siniestro del año 2020.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	2T23		1T24		2T24		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(194,2)	34%	(81,6)	24%	(83,2)	22%	2%	-57%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(224,3)	39%	(157,6)	46%	(173,3)	47%	10%	-23%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(45,1)	8%	(34,1)	10%	(36,7)	10%	8%	-19%
Otros costos directos de la operación	(104,5)	18%	(59,8)	18%	(69,2)	19%	16%	-34%
Total costos directos de ventas.....	(568,0)	99%	(333,1)	98%	(362,3)	97%	9%	-36%
Gastos de administración y ventas.....	(11,6)	2%	(10,6)	3%	(12,9)	3%	22%	10%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,4)	0%	(0,9)	0%	(0,9)	0%	-1%	-36%
Otros ingresos/costos de la operación...	5,5	-1%	5,1	-2%	3,9	-1%		
Total costos de la operación.....	(575,6)	100%	(339,4)	100%	(372,1)	100%	10%	-35%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	379	22%	495	38%	527	37%	6%	39%
Gas.....	910	53%	413	32%	492	35%	19%	-46%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	3	0%	0	0%	0	0%	-100%	-100%
Hidro/Solar/Eólico.....	412	24%	343	26%	339	24%	-1%	-18%
Bess	-		51	4%	51	4%	-	-
Total generación bruta.....	1.705	100%	1.303	100%	1.409	100%	8%	-17%
Menos Consumos propios.....	(64)	-4%	(63)	-5%	(66)	-5%	4%	3%
Total generación neta.....	1.641	54%	1.240	39%	1.343	42%	8%	-18%
Compras de energía en el mercado spot.....	697	23%	935	30%	1.049	33%	12%	51%
Compras de energía bajo contrato	724		986		799	25%	-19%	10%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	3.062	100%	3.161	100%	3.192	100%	1%	4%

La generación bruta de electricidad se redujo en un 17% con respecto al mismo trimestre del año anterior y aumentó un 8% con respecto al trimestre anterior. Se registró una mayor generación a carbón en comparación con ambos períodos debido principalmente a un menor despacho por orden de mérito. Hubo una mayor generación con gas en comparación con el trimestre anterior; sin embargo, la generación con gas disminuyó comparado con el segundo trimestre de 2023. La generación renovable fue menor en comparación con el trimestre anterior y el mismo trimestre de 2023, 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 4% de nuestra generación neta en el trimestre.

La caída de 1% en la generación renovable con respecto al primer trimestre se debió a menor generación solar. 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) la incorporación de los parques eólicos San Pedro 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 139 MW/638 MWh y permite almacenar la energía generada por la Planta Solar Coya, ubicada en María Elena, región de Antofagasta.

El ítem de costo de combustibles presentó una disminución de 57% 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 se mantuvo en niveles similares.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ disminuyó con respecto al mismo periodo del año anterior, fundamentalmente por los menores costos marginales o precios spot promedio, aun cuando los volúmenes de energía comprada en el mercado spot aumentaron significativamente en este periodo, en comparación con el segundo trimestre de 2023. También aumentaron las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores, las que llegaron a 799 GWh en el segundo trimestre por sobre los 724 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 mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Estos costos aumentaron respecto al trimestre anterior principalmente por mayores bonos, indemnizaciones y mantenimientos.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), muestran un aumento en comparación con periodos anteriores, principalmente por asesorías y servicios de terceros.

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\$0,6 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>
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
Costo de combustible.....	(177,3)	(194,2)	(120,7)	(99,1)	(591,3)	(81,6)	(83,2)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(219,4)	(224,3)	(189,2)	(182,7)	(815,6)	(157,6)	(173,3)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	135,1	133,8	159,6	150,6	579,1	163,0	178,4
<i>Margen eléctrico</i>	25%	24%	34%	35%	29%	41%	41%

En el segundo trimestre de 2024, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$44,6 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales de un 24% a un 41% de los ingresos por ventas de energía y potencia. Esto se debió a la reducción en los costos de combustibles, así como también a menores costos de las compras al mercado spot, que en su conjunto representaron una caída de 39%, mientras que hubo una disminución en los ingresos por ventas de energía y potencia de un 21%.

En tanto, respecto al primer trimestre de 2024, hubo un aumento de US\$15,4 millones en la utilidad bruta del negocio, manteniéndose el margen en un 41%. Hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia (US\$32,6 millones) por el mayor precio medio de la energía vendida a clientes libres debido a aumentos en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del carbón) y mayor precio medio a clientes regulados que reflejan los reajustes por inflación producto de la postergación en la publicación de los decretos. Además, se observó un mayor costo, tanto de combustibles (US\$1,6 millones), como de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$15,7 millones), principalmente debido a los mayores volúmenes de compra en el sistema.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	2T23		1T24		2T24		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	616,2	100%	442,7	100%	490,8	100%	11%	-20%
Total costo de ventas	(568,0)	-92%	(333,1)	-75%	(362,3)	-74%	9%	-36%
Ganancia bruta	48,1	8%	109,6	25%	128,5	26%	17%	167%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(7,6)	-1%	(6,3)	-1%	(9,8)	-2%	56%	30%
Ganancia Operacional	40,6	7%	103,3	23%	118,7	24%	15%	192%
Depreciación y amortización.....	46,5	8%	35,0	8%	37,6	8%	8%	-19%
EBITDA	87,1	14,1%	138,3	31,2%	156,3	31,8%	13%	80%

El EBITDA del segundo trimestre de 2024 llegó a US\$156,3 millones, un aumento de 80% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y de un 13% respecto al trimestre anterior, debido principalmente a la recuperación en el margen eléctrico durante este año comentada en el párrafo anterior.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	2T23		1T24		2T24		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	4,9	1%	4,1	1%	57,0	9%	1295%	1068%
Gastos financieros.....	(42,5)	-9%	(33,7)	-5%	(31,0)	-5%	-8%	-27%
Diferencia de cambio.....	(0,4)	0%	(10,3)	-2%	1,0	0%	n.a.	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(5,7)	-1%	-	0%	0,6	0%	n.a.	n.a.
Total resultado no operacional	(43,7)	-9%	(39,9)	-6%	27,6	4%		
Ganancia antes de impuesto.....	(3,1)	-1%	63,4	10%	146,3	24%	n.a.	-4771%
Impuesto a las ganancias.....	10,3	2%	(17,3)	-3%	(41,8)	-7%	n.a.	-508%
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	7,1	1%	46,1	7%	(46,1)	-7%	n.a.	n.a.
Utilidad (pérdida) del ejercicio	7,1	1%	46,1	7%	104,4	17%	n.a.	n.a.
Ganancia por acción	0,007	0%	43,725	0%	99,138	0%		

En el segundo trimestre de 2024 los ingresos financieros aumentaron en US\$52,9 millones con respecto al trimestre anterior y en US\$52,1 millones respecto al 2T23, lo que se explica principalmente por el reconocimiento contable de US\$50 millones correspondientes a intereses generados por cuentas por cobrar a compañías distribuidoras producto del mecanismo de estabilización de tarifas y de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios. En menor medida, los mayores saldos en efectivo mantenidos por la compañía en el período explicaron un aumento de US\$1,8 millones en ingresos financieros.

En el segundo trimestre de 2024 se registró una disminución de US\$11,5 millones en gastos financieros en comparación con el segundo trimestre de 2023. Si bien en el segundo trimestre de 2024 se registraron mayores saldos de deuda a tasas de interés más altas, el alza correspondiente en intereses se vio parcialmente compensada por un aumento de US\$3,5 millones en intereses activados asociados a la inversión en proyectos de generación y transmisión. Por otra parte, en el segundo trimestre de 2023 se registró un gasto financiero de US\$12,6 millones

producto del descuento al que se realizó la última venta de cuentas por cobrar bajo el programa PEC-1. En comparación con el primer trimestre de 2024, los gastos financieros disminuyeron en US\$2,7 millones.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$1 millón en el segundo trimestre de 2024, la que contrasta con una pérdida de US\$0,4 millones en el segundo trimestre de 2023 y una pérdida de US\$10,3 millones en el primer trimestre de 2024 explicada por una mayor volatilidad cambiaria con una marcada depreciación del peso chileno especialmente en el mes de enero. 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 segundo trimestre de 2024 se registraron otros ingresos netos fuera de la operación por un valor de US\$0,6 millones, a diferencia del segundo trimestre de 2023 en que se registraron egresos netos por US\$5,7 millones por bajas de activos intangibles.

Ganancia neta

En el segundo trimestre de 2024, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$104,4 millones, en comparación con los US\$7,1 millones reportados en el segundo trimestre de 2023, debido principalmente al mejor resultado operacional y a los intereses generados por cuentas por cobrar a compañías distribuidoras producto de las postergaciones en la fecha de emisión de los decretos tarifarios. En menor medida, el menor gasto financiero y la ausencia de bajas de valor de activos también contribuyeron al mejor resultado. El impuesto a la renta aumentó en US\$52,1 millones comparado con el segundo trimestre de 2023 debido al mejor resultado operacional y a los ingresos financieros ya comentados. Si bien el resultado operacional fue similar y se registró un aumento de US\$24,5 millones en el impuesto a la renta, la ausencia de pérdidas por tipo de cambio y los mayores ingresos financieros contribuyeron al incremento del resultado neto en el segundo trimestre en comparación con el primer trimestre de 2024.

Primer semestre de 2024 comparado con el primer semestre de 2023

Ingresos operacionales

Información a diciembre (en millones de US\$)

	6M23		6M24		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	451,8	42%	397,7	48%	-54,1	-12%
Ventas a clientes regulados.....	472,3	44%	402,3	48%	-70,0	-15%
Ventas al mercado spot.....	160,0	15%	37,0	4%	-123,0	-77%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	1.084,0	90%	837,0	90%	-247,0	-23%
Ventas de gas.....	55,3	5%	14,1	2%	-41,2	-75%
Otros ingresos operacionales.....	64,7	5%	82,5	9%	17,8	28%
Total ingresos operacionales.....	1.204,0	100%	933,5	100%	-270,4	-22%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	3.394	57%	3.489	56%	95	3%
Ventas de energía a clientes regulados.....	2.501	42%	2.773	44%	272	11%
Ventas de energía al mercado spot.....	48	1%	22	0%	-25	-53%
Total ventas de energía.....	5.943	100%	6.285	100%	342	6%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	133,1		114,0		-19,1	-14%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	188,8		145,1		-43,8	-23%

En el primer semestre de 2024, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$837 millones, disminuyendo un 23% (US\$247 millones) con respecto al primer semestre de 2023, debido a los menores precios promedio monómicos, 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 3% en las ventas a clientes libres y de 11% en las ventas a clientes regulados.

En términos físicos, las ventas al mercado spot disminuyeron debido a que las ventas por la generación de CTH, Los Loros y Eólica Monte Redondo que hubo el año pasado, se hicieron a EECL bajo contrato. 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 el primer semestre de 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 mantención, etc.). En el primer semestre de 2023 se incluyen en esta partida facturaciones de cargo único que aún no han sido traspasados a clientes finales. En tanto en el primer semestre de 2024 se registra un recuperado de seguro por US\$17,8 millones.

Costos operacionales

Información a junio (en millones de US\$)

	6M23		6M24		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(371,5)	34%	(164,7)	23%	-206,7	-56%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(443,6)	40%	(330,9)	47%	-112,8	-25%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(88,5)	8%	(70,8)	10%	-17,7	-20%
Otros costos directos de la operación	(188,0)	17%	(129,0)	18%	-59,0	-31%
Total costos directos de ventas.....	(1.091,5)	99%	(695,4)	98%	-396,1	-36%
Gastos de administración y ventas.....	(20,5)	2%	(23,4)	3%	3,0	14%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(2,7)	0%	(1,8)	0%	-0,9	-33%
Otros ingresos/costos de la operación...	8,6	-1%	9,0	n.a.		
Total costos de la operación.....	(1.106,0)	100%	(711,5)	100%	-394,5	-36%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	730	22%	1.022	38%	292	40%
Gas.....	1.760	53%	905	33%	-855	-49%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	10	0%	0	0%	-10	-100%
Renovables	819	25%	682	25%	-137	-17%
Bess	-	-	102	4%	102	-
Total generación bruta.....	3.320	100%	2.712	100%	-609	-18%
Menos Consumos propios.....	(124)	-4%	(129)	-5%	-4	3%
Total generación neta.....	3.196	54%	2.583	41%	-613	-19%
Compras de energía en el mercado spot.....	1.249	21%	1.984	31%	735	59%
Compras de energía contrato puente.....	1.523	26%	1.785	28%	262	17%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	5.968	100%	6.352	100%	384	6%

La generación bruta de electricidad se redujo en un 18% con respecto al primer semestre del 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 semestre anterior. En el primer semestre de 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 (717 Gwh). Este contrato no ha sido renovado 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 4% de nuestra generación en el trimestre.

En el primer semestre de 2024, el costo de combustibles presentó una disminución de 56%, 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' aumentó en US\$112,8 millones (25%) con respecto al primer semestre del año anterior, fundamentalmente debido a la combinación de mayores volúmenes de energía comprados y menores precios realizados al momento de comprar dicha energía. En el primer semestre de 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. Este ítem disminuye en US\$59 millones en comparación con el primer semestre de 2023 debido al menor costo de venta de combustibles (US\$38,5 millones) y peajes de transmisión (US\$5,6 millones).

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), se incrementaron en un 14% respecto al primer semestre de 2023 debido principalmente a mayores costos por servicios de terceros y asesorías.

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

Resultado operacional

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

EBITDA	6M23		6M24		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.204,0	100%	933,5	100%	-270,4	-22%
Total costo de ventas	(1.091,5)	91%	(695,4)	74%	-396,1	-36%
Ganancia bruta	112,4	9%	238,2	26%	125,7	112%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(14,5)	1%	(16,2)	2%	1,6	11%
Ganancia Operacional	97,9	8%	222,0	24%	124,1	127%
Depreciación y amortización.....	91,1	8%	72,6	8%	-18,6	-20%
EBITDA	189,0	15,7%	294,6	31,6%	105,5	56%

El EBITDA del primer semestre de 2024 alcanzó los US\$294,6 millones un aumento de 112% o de US\$125,7 millones en comparación con igual periodo del año anterior, debido principalmente a los menores costos de venta que superaron la caída en los ingresos de operación.

Resultados financieros

Información a junio (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	6M23		6M24		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Ingresos financieros.....	6,2	1%	61,0	5%	54,9	888%
Gastos financieros.....	(70,4)	-8%	(64,7)	-5%	5,7	-8%
Diferencia de cambio.....	(0,7)	0%	(9,3)	-1%	-8,6	1207%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	(9,0)	-1%	0,6	0%	9,7	n.a.
Total resultado no operacional	(74,0)	-8%	(12,3)	-1%		
Ganancia antes de impuesto.....	23,9	3%	209,7	17%	185,7	n.a.
Impuesto a las ganancias.....	2,9	0%	(59,2)	-5%	-62,1	-2135%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	26,8	3%	150,5	12%	123,6	n.a.
Utilidad (pérdida) del ejercicio	26,8	0%	150,5	0%	123,6	n.a.
Ganancia por acción	0,025	0%	142,9	0%		

Al 30 de junio de 2024 los ingresos financieros aumentaron en US\$54,9 millones con respecto al primer semestre del año anterior. 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. En menor medida, los ingresos financieros aumentaron producto de mayores saldos de efectivo y alzas en las tasas de interés de mercado.

La disminución de US\$5,7 millones en gastos financieros en el primer semestre de 2024 en comparación con el primer semestre del año anterior se debió principalmente al gasto financiero de US\$12,6 millones reportado en mayo de 2023 producto del descuento al que se realizó la última venta de cuentas por cobrar bajo el programa

PEC-1 y a un aumento de US\$8 millones en intereses activados. Estos efectos compensaron parcialmente 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 4,2% en 2022 a 5,4% en 2023 y 5,6% al 30 de junio de 2024.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$9,3 millones en el primer semestre de 2024, la que contrasta con una pérdida de solo US\$0,7 millones en el primer semestre de 2023, producto de la volatilidad cambiaria con tendencia a la apreciación del peso chileno durante los primeros 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 el primer semestre de 2024 se registraron otros ingresos netos fuera de la operación por un valor de US\$0,6 millones, a diferencia del primer semestre de 2023 en que se registraron egresos netos por US\$9,0 millones por bajas de activos intangibles.

Ganancia neta

En el primer semestre de 2024, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$150,5 millones, en comparación con los US\$26,8 millones reportados en el primer semestre de 2023, debido principalmente a la recuperación del resultado operacional, compensados por un aumento de US\$62,1 millones en la provisión de impuesto a la renta.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de junio de 2024, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$351,1 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.331 millones, incluyendo US\$328,7 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. Luego de esta colocación y del prepago de deuda, 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 y mayo 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\$49,2 millones incluyendo intereses. La compañía espera recibir alrededor de US\$9,5 millones en agosto de 2024 correspondientes a la última venta de cuentas por cobrar bajo el programa PEC-2. Las ventas de estas cuentas por cobrar 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 junio de cada año (en millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	2023	2024
Flujos de caja netos provenientes de la operación	98,7	71,1
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(166,8)	(242,6)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	60,2	218,6
Cambio en el efectivo	(7,9)	47,1

Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer semestre de 2024, el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$71,1 millones. Esta cifra se obtiene de la siguiente forma: El flujo de caja de la operación propiamente tal habría representado una entrada neta de efectivo de US\$180,9 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\$78,3 millones. Por lo tanto, el flujo de caja operacional efectivo fue de US\$102,6 millones. A este valor se le debe agregar (i) US\$49,2 millones recibidos en efectivo por la venta de documentos de pago bajo el PEC-2 y (ii) US\$16,5 millones en compensaciones de seguros por un siniestro pasado en la central CTA, netos de primas pagadas en el semestre. Luego, se deben descontar (i) pagos de intereses por US\$67,6 millones (US\$79,0 millones pagados menos US\$11,4 millones incluidos como inversiones en activo fijo), así como (ii) pagos por impuestos a la renta e impuestos verdes por un total de US\$29,9 millones. De esta forma, se obtienen los US\$70,8 millones registrados como flujos de caja netos provenientes de la operación en el estado de flujo de efectivo.

En el primer semestre de 2023, en tanto, el flujo de caja proveniente de la operación fue de US\$98,7 millones. 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\$319,3 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. 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 de saldos por cobrar de US\$176,5 millones. Por lo tanto, el flujo de caja operacional del período ascendió a los US\$142,7 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. Luego, se deben descontar (i) pagos de intereses por US\$43,5 millones así como (ii) pagos por impuestos a la renta e impuestos verdes de US\$38,7 millones, para así obtener los US\$98,7 millones registrados en el flujo de efectivo.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer semestre de 2024, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$242,6 millones, principalmente por US\$242,2 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 mantenciones mayores de activos de generación y transmisión, como se detalla en el siguiente cuadro.

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue superior a lo invertido en el primer semestre de 2023 en que se registró un egreso de caja neto de US\$166,8 millones, principalmente por US\$181 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. Las inversiones en activos fijos fueron parcialmente compensadas por US\$12,4 millones de resultado positivo en la compensación de derivados financieros.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer semestre de 2023 y 2024 ascendieron a US\$181 millones y US\$242,1 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 junio de cada año (en millones de US\$)

CAPEX	2023	2024
Subestaciones de transmisión.....	24,9	21,3
Mantenión mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	19,5	6,2
Mantenión mayor líneas y equipos de transmisión	1,4	4,2
Parque fotovoltaicos.....	82,8	94,4
Parques eólicos.....	47,2	108,7
Otros.....	5,2	7,3
Total inversión en activos fijos	181,0	242,1

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En el primer semestre de 2023 se registraron activaciones de intereses por US\$3,4 millones, mientras en el primer semestre de 2024 los intereses activados ascendieron a US\$11,4 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En el primer semestre de 2024, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una entrada neta de efectivo de US\$218,6 millones incluyendo (i) prepagos de préstamos bancarios (US\$30 millones con Banco Santander y US\$35 millones con BCI); (ii) la emisión de un bono 144-A/RegS por US\$500 millones, y (iii) el rescate anticipado parcial del bono 144-A que vence en enero de 2025 por un valor de US\$214,5 millones.

En el primer semestre de 2023, en tanto, los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento fueron (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) 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 de 2022, y (v) el pago de otros dos préstamos, uno con Banco Santander por US\$25 millones y otro con Itaú por US\$30 millones. Otros pagos incluyeron intereses de los bonos 144-A, del financiamiento de Scotiabank, y de préstamos de corto plazo, los que alcanzaron un total de US\$43,5 millones reflejados en los flujos provenientes de la operación.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio de 2024.

Obligaciones Contractuales al 30/06/24
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	1.195,0	193,2	194,1	553,7	254,0
Deuda intercompañía.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	1.135,5	135,5	-	-	1.000,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	50,8	1,9	4,5	5,4	39,0
Leasing financiero - NIF 16	97,5	4,7	9,7	5,9	77,1
Costo financiero diferido.....	(28,3)	(1,5)	(6,9)	(9,0)	(10,9)
Intereses devengados.....	39,2	39,2	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	11,3	3,8	6,1	0,9	0,5
Total	2.501,1	376,8	207,5	557,0	1.359,7

Notas:

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

Al 30 de junio de 2024 la deuda consolidada total de EECL ascendía a US\$2.330,5 millones (US\$2.501,1 millones incluyendo operaciones de arrendamiento financiero, intereses devengados y costos diferidos).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$376,8 millones incluyendo arrendamientos, costos diferidos e intereses devengados. La deuda bancaria con vencimiento inferior a un año llegó a US\$193,2 millones. La deuda bancaria de corto plazo incluía (i) un préstamo de US\$100 millones con Scotiabank con vencimiento en octubre de 2024 y (ii) un préstamo de US\$50 millones con BCI con vencimiento en mayo de 2025. La porción de corto plazo de la deuda bancaria de largo plazo incluye (i) las dos primeras cuotas de capital del financiamiento de IFC y DEG por un valor de US\$21,1 millones cada una, pagaderas el 15 de julio de 2024 y el 15 de enero de 2025 respectivamente, y la primera cuota de capital del financiamiento con BID Invest por US\$1,1 millones pagadera en junio de 2025. Estos créditos están denominados en dólares y, con la excepción de los financiamientos de IFC/DEG y BID Invest, devengan una tasa de interés fija y se encuentran documentados con pagaré simple, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales y financieras y con opción de prepago. 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 quedaron como remanente luego del rescate parcial anticipado de dichos bonos.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$1.001,8 millones al 30 de junio de 2024 (US\$50 millones con Banco de Chile, US\$50 millones con Banco Estado, US\$250 millones con Scotiabank, US\$170 millones con un grupo de bancos liderado por Banco Santander, US\$123,9 millones con BID Invest, y US\$357,9 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 30 de junio de 2024 tenía una vida promedio remanente de 5,5 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. 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.

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 nocional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% anual por dicha porción del préstamo. Este financiamiento fue sindicado, con lo que Banco Santander transfirió porciones de US\$34 millones cada una a los bancos Société Générale, Rabobank, Banco Estado e Intesa San Paolo.

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. (ENGIE Chile). 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, quedando otros US\$200 millones a disposición de la compañía para el financiamiento de proyectos renovables, los que 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 nocional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto nocional inicial de US\$240 millones, quedó fija en 3,815% anual.

Al 30 de junio 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. La emisión de US\$500 millones 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 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\$50,8 millones.

Al 30 de junio de 2024, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$97,5 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.

Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 30 de junio de 2024, un 85,37% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 14,63% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, 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\$160 millones del financiamiento del IFC y DEG).

Al 30 de junio de 2024
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Variable							
(US\$)	7.7627% p.a.	-	1.4	2.5	4.4	46.8	55.0
(US\$)	6.6760% p.a.	-	-	-	75.0	-	75.0
(US\$)	7.8199% p.a.	-	-	-	51.0	-	51.0
(US\$)	8.0987% p.a.	8.4	16.8	16.8	16.8	101.1	160.0
Total Tasa Variable		8.4	18.2	19.3	147.2	147.8	341.0
Tasa Fija							
(US\$)	6.2700% p.a.	150.0	-	-	-	-	150.0
(US\$)	7.3500% 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	46.8	55.0
(US\$)	6.5322% p.a.	12.6	25.3	25.3	25.3	151.6	240.0
(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
Total Tasa Fija		162.6	162.2	127.7	323.7	1,213.3	1,989.5
TOTAL		171.1	180.4	147.1	470.9	1,361.1	2,330.5

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.

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

Dividendos pagados por Engie Energía Chile S.A.

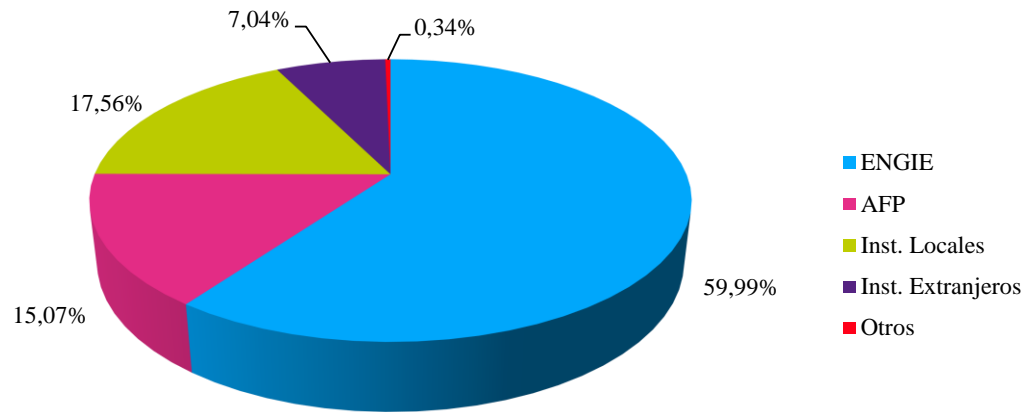
Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo de 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo de 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo de 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)	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 la CMF. [GESTIÓN DE RIESGOS](#)

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 30 DE JUNIO DE 2024

N° de accionistas: 1.746



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>1H23</u>	<u>1T24</u>	<u>2T24</u>	<u>6M24</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.655	1.739	3.394	1.745	1.744	3.489
Ventas de energía a clientes regulados	1.252	1.249	2.501	1.374	1.399	2.773
Ventas de energía al mercado spot	31	17	48	22	-	22
Total ventas de energía.....	2.938	3.005	5.943	3.142	3.143	6.285
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	351	379	730	495	527	1.022
Gas.....	850	910	1.760	413	492	905
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	7	3	10	0	-	0
Renovable.....	407	412	819	343	339	682
Baterías.....					51	102
Total generación bruta.....	1.615	1.705	3.320	1.303	1.409	2.712
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(61)</i>	<i>(64)</i>	<i>(124)</i>	<i>(63)</i>	<i>(66)</i>	<i>(129)</i>
Total generación neta.....	1.555	1.641	3.196	1.240	1.343	2.583
Compras de energía en el mercado spot	552	697	1.249	935	1.049	1.984
Compras de energía bajo contrato (GWh)	800	724	1.523	986	799	1.785
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.906	3.062	5.968	3.161	3.192	6.352

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

	1T23	2T23	6M23	1T24	2T24	6M24
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	249,6	222,7	472,3	190,6	211,7	402,3
Ventas a clientes no regulados.....	228,6	223,2	451,8	194,4	203,3	397,7
Ventas al mercado spot y ajustes.....	53,5	106,5	160,0	17,3	19,7	37,0
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	531,8	552,3	1.084,0	402,2	434,8	837,0
Ventas de gas.....	25,6	29,6	55,3	7,2	6,9	14,1
Otros ingresos operacionales.....	30,4	34,3	64,7	33,3	49,2	82,5
Total ingresos operacionales.....	587,8	616,2	1.204,0	442,7	490,8	933,5
Costos de la operación						
Combustibles.....	(177,3)	(194,2)	(371,5)	(81,6)	(83,2)	(164,7)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(219,4)	(224,3)	(443,6)	(157,6)	(173,3)	(330,9)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(43,4)	(45,1)	(88,5)	(34,1)	(36,7)	(70,8)
Otros costos directos de la operación	(83,5)	(104,5)	(188,0)	(59,8)	(69,2)	(129,0)
Total costos directos de ventas.....	(523,5)	(568,0)	(1.091,5)	(333,1)	(362,3)	(695,4)
Gastos de administración y ventas.....	(8,8)	(11,6)	(20,5)	(10,6)	(12,9)	(23,4)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(1,3)	(1,4)	(2,7)	(0,9)	(0,9)	(1,8)
Otros ingresos de la operación.....	3,1	5,5	8,6	5,1	3,9	9,0
Total costos de la operación.....	(530,5)	(575,6)	(1.106,0)	(339,4)	(372,1)	(711,5)
Ganancia operacional.....	57,3	40,6	97,9	103,3	118,7	222,0
EBITDA.....	102,0	87,1	189,0	138,3	156,3	294,6
Ingresos financieros.....	1,3	4,9	6,2	4,1	57,0	61,0
Gastos financieros.....	(27,9)	(42,5)	(70,4)	(33,7)	(31,0)	(64,7)
Diferencia de cambio.....	(0,3)	(0,4)	(0,7)	(10,3)	1,0	(9,3)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(3,4)	(5,7)	(9,0)	-	0,6	0,6
Total resultado no operacional	(30,3)	(43,7)	(74,0)	(39,9)	27,6	(12,3)
Ganancia antes de impuesto.....	27,1	(3,1)	23,9	63,4	146,3	209,7
Impuesto a las ganancias.....	(7,4)	10,3	2,9	(17,3)	(41,8)	(59,2)
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	19,7	7,1	26,8	46,1	104,4	150,5
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	19,7	7,1	26,8	46,1	104,4	150,5
Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)	0,019	0,007	0,025	43,725	99,138	142,863

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2023	2024
	<u>Diciembre</u>	<u>Jun</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	301,3	351,1
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	278,6	195,4
Impuestos por recuperar	16,8	13,6
Inventarios corrientes	139,6	167,9
Otros activos no financieros corrientes	250,1	251,0
Total activos corrientes	986,4	979,0
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.385,0	2.584,7
Otros activos no corrientes	887,5	961,4
TOTAL ACTIVO	4.258,9	4.525,0
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	337,1	374,9
Otros pasivos corrientes	371,5	273,6
Total pasivos corrientes	708,6	648,4
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	1.964,6	2.124,3
Otros pasivos de largo plazo	199,7	206,0
Total pasivos no corrientes	2.164,3	2.330,3
controladora	1.386,0	1.546,3
Patrimonio	1.386,0	1.546,3
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	4.258,9	4.525,0

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2023 y el 30 de junio de 2024 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo aumentaron en US\$49,7 millones, llegando a un saldo de US\$351,1 millones al 30 de junio de 2024. Por una parte, el saldo de caja aumentó debido a ingresos de caja netos propios de la operación (US\$181 millones), la venta de cuentas por cobrar correspondientes a la ley PEC-2 (US\$49,2 millones), compensaciones de seguros por un siniestro pasado en CTA (US\$17,8 millones) y un aumento neto de deuda de US\$219 millones. Los movimientos que contribuyeron a la disminución del saldo en efectivo fueron (i) la menor recaudación de ingresos que se tradujo en un aumento de US\$78,3 millones en cuentas por cobrar relacionadas al mecanismo de precios estabilizados al cliente regulado (PEC), (ii) inversiones en activos fijos de US\$230,8 millones, (iii) pagos de intereses y otros costos financieros por US\$79 millones y (iv) pagos de impuestos por US\$30 millones.

Deudores comerciales: La disminución de US\$83,2 millones en deudores por cobrar se compone de disminuciones en las siguientes partidas: (i) cuentas comerciales por cobrar (-US\$54,6 millones), fundamentalmente debido a la disminución de tarifas de energía, (ii) cuentas por cobrar por ventas de gas y otros (-US\$19 millones),

(iii) cuentas por cobrar a compañías relacionadas (-US\$3,6 millones) incluyendo Engie Gas (-US\$4,5 millones), GBS Latam (+US\$0,5 millones), y COIESA (+US\$0,6 millones) y (iv) cuentas relativas al personal (-US\$4,5 millones).

Inventarios corrientes: El aumento de US\$28,4 millones en esta partida obedece principalmente a un aumento de US\$45,4 millones en inventarios de gas natural licuado que fue parcialmente compensado con una caída de US\$20,6 millones en el inventario de carbón y de caliza, debido a la marcada disminución de precios y a menores volúmenes comprados.

Impuestos por recuperar: La caída de US\$3,2 millones en esta partida se debió principalmente a una reducción en los impuestos por recuperar de ejercicios anteriores por la recuperación efectiva de dichos impuestos. Además, se registró una disminución de US\$0,6 millones en pagos provisionales mensuales y de US\$0,2 millones en créditos por gastos de capacitación.

Otros activos corrientes: El aumento de US\$0,9 millones se debió principalmente a aumentos en ajustes a mercado de derivados (+US\$0,9 millones), y en el IVA crédito fiscal (+US\$25,8 millones). El IVA crédito fiscal alcanzó un saldo de US\$196,4 millones al 30 de junio 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. Los aumentos en esta partida fueron compensados con disminuciones en gastos anticipados (-US\$16,6 millones) y en anticipos a proveedores (-US\$10,4 millones).

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$199,6 millones en este rubro responde principalmente al aumento de US\$265,9 millones en el valor de obras en curso, debido principalmente a los proyectos BESS Tamaya y Capricornio y Lomas de Taltal y otros proyectos de transmisión que se encuentran en construcción. La depreciación del período alcanzó los US\$66,3 millones.

Otros activos no corrientes: El aumento de US\$73,8 millones en este rubro se debe a distintos efectos contrapuestos. Los aumentos incluyeron: (i) US\$99,1 millones de incremento en las cuentas por cobrar asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas debido al efecto neto resultante de la acumulación de saldos a cobrar (+US\$78,3 millones), la venta de saldos por un valor nominal de -US\$49,2 millones y +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; (ii) US\$13,8 millones en inversión en proyectos en desarrollo; (iii) US\$2,3 millones en el valor razonable de activos financieros, y (iv) US\$6,1 millones en el valor libro de la participación en TEN y la inclusión de la inversión de US\$1,3 millones en COIESA. Entre las disminuciones de esta partida se incluyen (i) la depreciación por derechos de uso (-US\$2,9 millones), amortización de intangibles (-US\$4,1 millones) e impuestos diferidos (-US\$42,5 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento de US\$37,8 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\$21,1 millones de la cuota de capital del financiamiento de IFC y DEG, y (iii) el paso del largo al corto plazo de US\$1,1 millones de la primera cuota 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 prepagado de un préstamo de US\$30 millones con Banco Santander, (iii) el prepagado de un préstamo de US\$35 millones con BCI y (iv) 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\$98,0 millones en este conjunto de partidas, se debió principalmente a caídas de (i) US\$71,2 millones entre facturas por pagar a proveedores, facturas por recibir y provisiones; (ii) US\$2,4 millones en cuentas por pagar a empresas relacionadas, principalmente a Engie Gas Chile, (iii) US\$10,2 millones en provisiones por bonos a empleados y ejecutivos, (iv) US\$4,4 millones en ingresos percibidos por adelantado y (v) US\$9,0 millones en la provisión de impuesto de primera categoría.

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$159,6 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 traspaso de corto a largo plazo del préstamo con Banco Estado (+US\$50 millones); (iii) el traspaso al corto plazo de la segunda cuota a pagar en enero de 2025 del préstamo del IFC y DEG (-US\$21,1 millones); (iv) el traspaso al corto plazo de la primera cuota a pagar en junio de 2025 del préstamo de BID Invest (-US\$1,1 millones); y (v) la emisión de un nuevo bono 144-A/Reg S por US\$500 millones. Por otra parte, hubo una disminución de US\$0,9 millones en la valorización de derivados, una disminución de US\$7,9 millones por gastos asociados a financiamientos, y una disminución de US\$9,4 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.

Otros pasivos de largo plazo: Los otros pasivos de largo plazo alcanzaron los US\$206 millones, mostrando un aumento de US\$6,3 millones, producto de un aumento de US\$2,9 millones en pasivos por impuestos diferidos y un aumento de US\$3,4 millones en la provisión de desmantelamiento de centrales.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$160,3 millones en el patrimonio se explica principalmente por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$150,5 millones. Además se registró un aumento de US\$9,8 millones en otras reservas por fusión de sociedades.

ANEXO 2

	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24	2T24
EBITDA*	102,0	87,1	123,0	90,9	138,3	156,3
Ganancia atribuible a la controladora	19,7	7,1	42,7	-480,6	46,1	104,4
Gastos Financieros	27,9	42,5	31,2	26,2	33,7	31,0

* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Jun-24
EBITDA (últimos 12 meses)	508,4
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	(287,4)
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	122,0
-	
Deuda Financiera	2.499,1
Corriente	374,9
No-Corriente	2.124,3
Efectivo y efectivo equivalente	351,1
Deuda financiera neta	2.148,1

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			dic-23	jun-24	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,39	1,51	8%
	Razon ácida (activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,19	1,25	5%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	277,8	330,6	19%
ENDEUDAMIENTO	Leverage (pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	2,07	1,93	-7%
	Cobertura de gastos financieros * (EBITDA / gastos financieros)	(veces)	3,15	4,17	32%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	5,72	4,92	-14%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	4,97	4,23	-15%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	-18,8%	-18,6%	-1%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	-9,7%	-6,4%	-34%

*Últimos 12 meses

Al 30 de junio de 2024, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,51x y 1,25x, respectivamente. La mejora en ambos indicadores con respecto a los índices reportados al cierre de 2023, se debió principalmente a la disminución en el pasivo circulante, debido a que la deuda con vencimiento en menos de un año se redujo en US\$250 millones luego del rescate anticipado de un 61,28% del bono de US\$350 millones y del prepagado de un préstamo bancario por US\$35 millones.

La Razón de Endeudamiento al 30 de junio de 2024 fue de 1,93 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 para los 12 meses terminados el 30 de junio de 2024 fue de 4,17x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2023 debido a la recuperación del EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 4,92x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 4,23 veces. Excluyendo los pasivos de leasing financiero, estos indicadores serían 4,63x and 3,94x, respectivamente. Esto representa una mejora continua en los ratios desde 2022 a la fecha.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo, fue de -18,6% y -6,4%, respectivamente. Estas cifras se muestran negativas producto de las pérdidas reportadas 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 6M24

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos en el año 2023, el miércoles 14 de agosto de 2024 a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 12:00 PM (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=7d0f9d30-2006-4b04-8f13-f4c9ab740865>

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: 2789850. La repetición estará disponible hasta el día 26 de agosto de 2024.