

**ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$189 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$27 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2023.**

EL EBITDA ALCANZÓ US\$189 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO, LO QUE REPRESENTA UNA RECUPERACIÓN DE 212% CON RESPECTO AL PRIMER SEMESTRE DE 2022. ESTE SEMESTRE SE HA CARACTERIZADO POR UNA RECUPERACIÓN EN EL MARGEN ELÉCTRICO PESE A QUE LOS COSTOS DE GENERACIÓN Y LOS COSTOS MARGINALES DEL SISTEMA SE MANTUVIERON ALTOS, DEBIDO AL REZAGO CON QUE LOS MENORES PRECIOS DE COMBUSTIBLES SE REFLEJAN EN ÉSTOS.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$616,2 millones en el segundo trimestre de 2023, aumentando un 28% con respecto al segundo trimestre del año anterior, producto principalmente de la recuperación de la demanda de clientes regulados y mayores precios promedio de la energía vendida debido al alza en los indexadores de las tarifas.
- **El EBITDA** del segundo trimestre del año 2023 llegó a los US\$87 millones, un aumento de US\$95 millones en comparación con el EBITDA negativo en US\$8 millones del segundo trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente al incremento de los ingresos operacionales que superó al incremento que también se produjo en los costos de suministro.
- En el segundo trimestre, el **resultado neto** fue una utilidad de US\$7,1 millones, versus una pérdida de US\$44,2 millones en el segundo trimestre del año anterior. Este resultado se explica principalmente por la recuperación en el margen eléctrico.

**Resumen de resultados (En millones de US\$)**

	2T22	2T23	Var %	6M22	6M23	Var%
<b>Total ingresos operacionales</b>	<b>481,4</b>	<b>616,2</b>	<b>28%</b>	<b>899,2</b>	<b>1.204,0</b>	<b>34%</b>
Ganancia operacional	(53,0)	40,6	<i>n.a</i>	(29,9)	97,9	<i>n.a</i>
<b>EBITDA</b>	<b>(8,0)</b>	<b>87,1</b>	<b><i>n.a</i></b>	<b>60,5</b>	<b>189,0</b>	<b>212%</b>
Margen EBITDA	-1,7%	14,1%	<i>(15.8pp)</i>	6,7%	15,7%	<i>(9.0pp)</i>
Total resultado no operacional	(8,3)	(43,7)	<i>n.a</i>	(28,0)	(74,0)	<i>164%</i>
Ganancia después de impuestos	(44,2)	7,1	<i>n.a</i>	(40,4)	26,8	<i>n.a</i>
<b>Ganancia atribuible a los controladores</b>	<b>(44,2)</b>	<b>7,1</b>	<b><i>n.a</i></b>	<b>(40,4)</b>	<b>26,8</b>	<b><i>n.a</i></b>
Ganancia por acción (US\$/acción)	(0,042)	0,007		(0,038)	0,025	
Ventas de energía (GWh)	3.043	3.005	-1%	6.007	5.943	-1%
Generación neta de energía (GWh)	1.615	1.641	2%	3.008	3.196	6%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.114	697	-37%	2.113	1.249	-41%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	430	724	69%	990	1.523	54%

*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 2023, mantenía un 8% 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](http://www.engie-energía.cl)*

# Índice

HECHOS DESTACADOS .....	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2023 .....	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2023.....	4
ANTECEDENTES GENERALES .....	5
Costos Marginales SEN.....	5
Generación .....	7
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS .....	8
Segundo trimestre de 2023 comparado con el primer trimestre de 2023 y segundo trimestre de 2022.....	8
Ingresos operacionales .....	8
Costos operacionales.....	9
Margen Eléctrico.....	11
Resultado operacional .....	11
Resultados financieros .....	12
Ganancia neta.....	12
Primer semestre de 2023 comparado con el primer semestre de 2022 .....	13
Ingresos operacionales .....	13
Costos operacionales.....	14
Resultado operacional .....	15
Resultados financieros .....	16
Liquidez y recursos de capital .....	17
Flujos de caja provenientes de la operación .....	17
Flujos de caja usados en actividades de inversión .....	17
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento .....	18
Obligaciones contractuales.....	19
Política de dividendos .....	20
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	21
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	22
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	23
Riesgo de tasa de interés .....	24
Riesgo de crédito.....	25
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 DE JUNIO DE 2023 .....	27
ANEXO 1 .....	28
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS .....	28
Ventas Físicas .....	28
Balance 30 .....	28
Principales Variaciones del Balance General .....	30
ANEXO 2 .....	32
INDICADORES FINANCIEROS.....	33
CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M23.....	34

## HECHOS DESTACADOS

### SEGUNDO TRIMESTRE DE 2023

- **Financiamiento con IFC y DEG por US\$400 millones:** 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
- **Alianza estratégica con PASA para la operación de Puerto Andino:** Con el objetivo de darle continuidad a nuestras operaciones portuarias y rentabilizar el uso de la instalación de Puerto Andino en Mejillones, en 2019 la compañía firmó una alianza estratégica con PASA, del grupo Sigdo Koppers- empresa experta en operar terminales portuarios- quien el día 3 de abril suscribió su primer contrato de descarga a través de Puerto Andino con SQM. Este contrato permitirá empezar a operar y desarrollar negocios, específicamente en temas de recepción, carga, descarga, transferencia y almacenamiento de cargas de terceros. De esta forma, el puerto podrá seguir operando de manera responsable junto con las comunidades, dando nuevos usos a los activos de la compañía, y extendiendo la vida de los mismos, convirtiéndose en una gran oportunidad de desarrollo para la Bahía de Mejillones. Puerto Andino, en operaciones desde 2017, tiene capacidad para recibir más de 6 millones de toneladas de graneles sólidos y líquidos, los que son transferidos con sistemas de descarga y transportadores de gran capacidad y tecnología. Además, el terminal cuenta con un calado máximo permitido de 17,9 metros, un desplazamiento máximo de 198.500 toneladas, y un diseño que le permite la operación de naves de tamaño *capsize*.

**Financiamiento con empresa relacionada y otros:** El día 10 de abril de 2023, la compañía giró un crédito a corto plazo otorgado por su controladora, Engie Austral, por la cantidad de US\$75 millones, el que podrá ser aumentado a US\$150 millones para financiar inversiones en activos fijos y compras de GNL. Por otra parte, dentro de los esfuerzos por extender el plazo medio de vencimiento de su deuda, el día 20 de abril, la compañía renovó dos créditos con Scotiabank por un total de US\$100 millones que vencían en abril y mayo de 2023, extendiendo su fecha de vencimiento al 21 de octubre de 2024, y el 22 de mayo renovó un crédito de US\$50 millones con BCI, extendiendo su fecha de vencimiento al 12 de noviembre de 2024.

- **Publicación Decreto Precio de Nudo Promedio Julio 2022:** El 12 de abril de 2023, el Decreto de Precio de Nudo Promedio Julio 2022 emitido por la Comisión Nacional de Energía fue publicado en el Diario Oficial. Con la publicación de este decreto, junto a la publicación de la Resolución Exenta de la Comisión Nacional de Energía que estableció las bases de aplicación de la Ley N° 21.472 (MPC o Mecanismo de Protección al Consumidor), se cumplieron los requisitos para dar paso al programa de monetización de certificados de pago a ser emitidos por la Tesorería de la República a cuenta de los saldos a cobrar a las compañías distribuidoras. Este programa ha sido estructurado por BID Invest con la colaboración de Goldman Sachs y los bancos JP Morgan e Itaú quienes apoyarán en el proceso de venta de dichos certificados en el mercado financiero internacional. Este programa permitirá a la compañía vender parte de las cuentas por cobrar originadas por los mecanismos de estabilización de precios de la energía, que al 30 de junio de 2023 alcanzaban un total de US\$451 millones. Este saldo podrá ser monetizado a través de ventas de certificados de pago y reliquidaciones en cuotas en las cuentas de los clientes regulados en cuanto se cumplan todas las condiciones regulatorias para ello, lo que se estima ocurra a partir de agosto de 2023.

- **Última venta de cuentas por cobrar “PEC-1”:** El 12 de mayo de 2023, la compañía vendió un monto nominal de US\$51 millones en cuentas por cobrar bajo el programa conocido como PEC-1, recaudando US\$38 millones después de un descuento financiero de US\$12,6 millones. Esta venta dio fin a las ventas de cuentas por cobrar a clientes regulados a Chile Electricity PEC dentro del programa PEC-1, llegando a un total nominal de saldos vendidos de US\$272,9 millones y con un total de US\$193,9 millones en recursos líquidos recibidos entre febrero de 2021 y mayo de 2023. El gasto financiero total durante este período ascendió a US\$71,9 millones.
- **Junta de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 25 de abril de 2023, se adoptaron los siguientes acuerdos:
  - a. No distribuir dividendos definitivos con cargo al ejercicio 2022, en razón de las pérdidas reportadas en dicho ejercicio.
  - b. Designar como empresa de auditoría externa a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.

### PRIMER TRIMESTRE DE 2023

- **Entrada en operación comercial de planta solar, Coya:** El proyecto fotovoltaico, Coya, obtuvo la declaración de operación comercial (COD) por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, entrando oficialmente en operación el 24 de marzo de 2023. El parque -ubicado en la comuna de María Elena, región de Antofagasta- tiene una capacidad de generación de 181,25 MWac y se trata del sitio en operación con el que la compañía aporta más energía renovable al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Con sus 369.432 paneles fotovoltaicos, permite suministrar energía renovable al equivalente a 73 mil hogares, lo que significa una reducción de 311.293 toneladas de CO2 por año. La energía solar generada por el parque fotovoltaico será almacenada gracias a un sistema de Battery Energy Storage System (BESS), que tendrá una capacidad de 638 MWh. La iniciativa denominada “BESS Coya” -que actualmente se encuentra en fase de construcción- entregará mayor eficiencia y flexibilidad al SEN.
- **Suministro de gas natural licuado:** Durante el primer trimestre de 2023, la Compañía ha asegurado la compra de gas natural licuado por un volumen total de 14 TBtu para sustituir los 4 cargos por un volumen total de 13,2 TBtu que su proveedor de gas natural licuado (“GNL”), Total Energies Gas & Power Limited (“Total”), no confirmara según lo informado en Hecho Esencial del 23 de diciembre de 2022. Mediante este suministro sustitutivo de GNL, a precios de mercado, la Compañía ha podido reducir su exposición al mercado spot para asegurar el suministro continuo de energía a sus clientes.
- **Falla en central IEM:** El pasado 24 de enero la central generadora Infraestructura Energética Mejillones (IEM) presentó una falla en uno de sus transformadores auxiliares lo que produjo un desperfecto en el sistema eléctrico. De acuerdo con los protocolos de ENGIE, ante esta situación se decidió detener la operación de la unidad. Si bien estimaciones preliminares situaban el retorno de la unidad para inicios de julio de 2023, la compañía ha tomado todas las medidas necesarias para anticipar la reanudación de operaciones de la central, la que ocurrió dentro de la primera quincena de mayo de 2023. Durante este período se aprovechó de adelantar el mantenimiento anual programado de la central para acortar el periodo de detención de operaciones durante el año 2023.
- **Financiamiento:** En términos de su estructura financiera, durante el primer trimestre, la Compañía renovó US\$80 millones de deuda que vencía en febrero de 2023, obtuvo un nuevo crédito de US\$50 millones a un año plazo y giró US\$93 millones del préstamo a 5 años otorgado por Banco Santander a fines de 2022 para la compra de activos renovables, con los que prepagó la deuda que tenían dichos activos por un total de US\$80 millones.
- **Revisión de perspectiva de calificación por parte de Standard & Poor’s:** El 31 de marzo de 2023, S&P Global Ratings colocó sus calificaciones 'BBB' en Credit Watch negativo. En opinión de S&P, la posición de liquidez de Engie Energía Chile S.A. (Engie Chile) ha empeorado debido a los mayores requerimientos de

capital de trabajo en 2022, y cree que esta situación persistirá hasta que la compañía sea capaz de refinanciar o pagar parte de su deuda a corto plazo, que alcanzó los 360 millones de dólares en diciembre de 2022. Una rebaja en la calificación podría darse si la empresa no logra remediar las presiones de liquidez actuales a través de una estrategia de refinanciación en los próximos tres meses. El perfil de vencimientos de deuda de Engie Chile podría mejorar ya sea mediante la monetización de sus cuentas por cobrar originadas por las leyes de estabilización de tarifas a los clientes regulados, un programa de gestión de pasivos, o un apoyo explícito de su matriz, Engie S.A. S&P también revisó a la baja el perfil crediticio independiente (SACP) de Engie Chile a 'BB' desde 'BB+'. Sin embargo, S&P sigue viendo a la compañía como una subsidiaria estratégicamente importante de Engie S.A. (Engie; BBB+ / Estable / A-2), y su soporte grupal proporciona tres *notches* de aumento de calificación del SACP de Engie Chile.

- **Energización proyecto Albemarle:** Entre el 24 y 25 de marzo, el equipo de proyectos de la unidad de negocios de transmisión cumplió un importante hito, al realizar todas las tareas programadas para la energización de las nuevas instalaciones del Proyecto Albemarle. El alcance del proyecto contempló la ampliación de la Subestación Tap – Off 220/23kV existente (propiedad de AES Andes), la construcción de la Subestación Salar dentro de planta Albemarle y la construcción de una línea de 23 kV de 35 kilómetros para unir ambas subestaciones y, de esta manera, transmitir la energía a la planta por 20 años. Esta tarea, tuvo un total de 600.000 Horas - Humanas (HH) sin accidentes, con un *peak* de 180 trabajadores en terreno durante el proceso de construcción.

## 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 termoelectrónico con generación a base de carbón, gas natural y petróleo diésel, con una creciente penetración de energías renovables, incluyendo energía solar, eólica y geotérmica. 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

2022						2023					
Month	Real (Monthly Average per Node)					Mes	Real (Monthly Average per Node)				
	Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220		Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220
Ene	69	69	75	213	77	Ene	96	94	91	197	89
Feb	68	68	69	290	72	Feb	114	114	110	215	107
Mar	95	102	114	210	117	Mar	106	133	132	207	128
Abr	108	118	126	230	127	Abr	109	133	132	160	130
May	96	102	100	187	101	May	106	123	123	138	118
Jun	190	200	196	224	192	Jun	93	104	102	90	88
Jul	116	154	148	241	144	Jul					
Ago	101	112	100	199	90	Ago					
Sep	84	87	82	198	70	Sep					
Oct	83	69	61	77	54	Oct					
Nov	112	95	86	100	72	Nov					
Dic	96	91	89	83	61	Dec					
YTD	101	105	104	188	98	YTD	104	117	115	168	110

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En enero de 2023, los costos marginales alcanzaron un promedio de 96 USD/MWh en el norte y de 92 USD/MWh en el centro, mientras que en la zona sur se situaron en 197 USD/MWh producto de las altas temperaturas, restricciones de transmisión y mayor demanda.

En la primera mitad de febrero 2023, se presentó un alza importante de costos marginales en el sistema (+30 USD/MWh en el norte y centro), debido a trabajos de transmisión, fallas de unidades propias y de terceros, además del menor aporte hidroeléctrico producto del fin del período de deshielo.

Durante marzo los costos marginales alcanzaron 106 USD/MWh en promedio en el norte y 130 USD/MWh en el centro, producto de compras de GNL a precios de mercado, mientras que en la zona sur se situaron en 207 USD/MWh debido al retraso en el inicio de los trabajos de transmisión en la zona de la Araucanía.

En abril los costos marginales tanto en el norte como en el centro de Chile se mantuvieron altos, con un promedio de 109 USD/MWh en Crucero y en torno a 130 USD/MWh en el centro, mientras que en el nodo de Puerto Montt los precios promedio bajaron en abril a 160 USD/MWh debido principalmente a las lluvias registradas en el sur.

Durante mayo el costo marginal en el norte bajó levemente a 106 USD/MWh, mientras que en la zona centro se situó en torno a 123 USD/MWh. y en el nodo de Puerto Montt anotó la mayor caída, a niveles de 138 USD/MWh. Todo lo anterior se debió principalmente a los menores costos de los combustibles y las mayores precipitaciones registradas en la zona sur.

En junio se registraron costos marginales promedio de 93 USD/MWh en el norte, 102 USD/MWh en el centro y 90 USD/MWh en el sur. Los menores costos marginales reflejan menores costos de combustibles en el norte y el aporte de las lluvias registradas durante el mes en el sur del país y en el centro hacia fines de mes.

## Precios de Combustibles

### Índices de Precios Internacionales de Combustibles

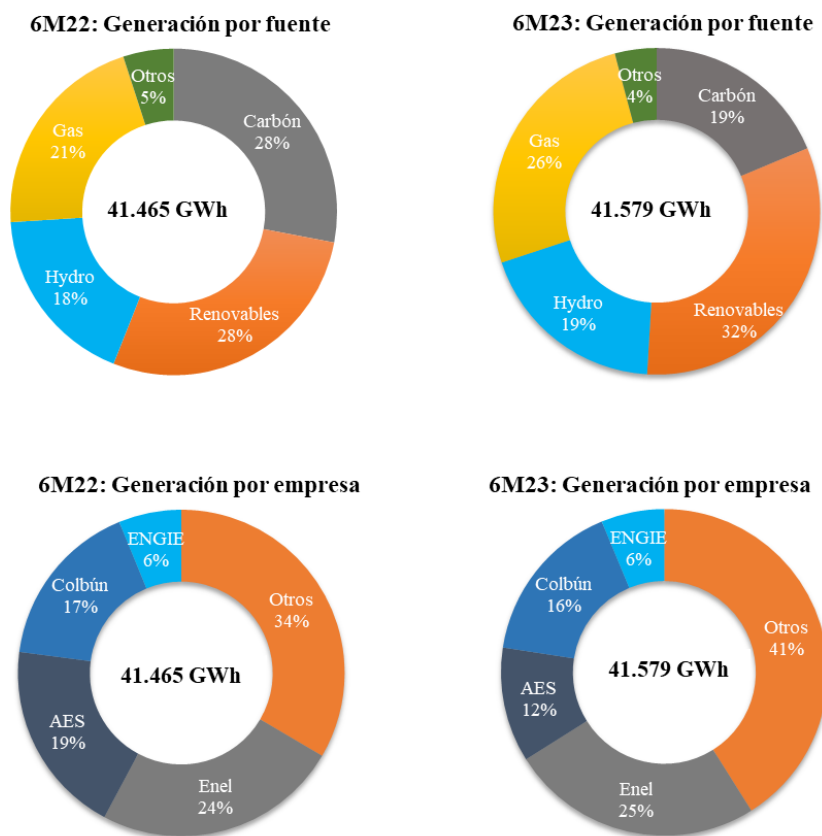
	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) ( US\$/Ton)		
	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>% Variación</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>% Variación</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>% Variación</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>% Variación</u>
	<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>		
Enero	84,3	78,1	-7%	86,2	82,2	-5%	4,32	3,18	-27%	167,2	167,5	0%
Febrero	95,8	77,3	-19%	96,6	83,2	-14%	4,75	2,39	-50%	194,5	138,3	-29%
Marzo	107,9	72,5	-33%	116,2	77,5	-33%	4,99	2,26	-55%	325,3	138,3	-57%
Abril	101,9	79,4	-22%	104,5	83,9	-20%	6,50	2,16	-67%	319,3	140,3	-56%
Mayo	111,5	71,5	-36%	114,3	75,6	-34%	8,24	2,13	-74%	328,1	119,0	-64%
Junio	114,3	70,2	-39%	122,4	74,8	-39%	7,46	2,22	-70%	352,9	115,6	-67%
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		

Fuente: Bloomberg, AIE

Durante el segundo trimestre del año 2023 los precios se mantuvieron en niveles similares al primer trimestre continuando con la tendencia a la baja que ya habían mostrado en el primer trimestre del año respecto a los altos niveles de 2022. Los precios del gas natural y el carbón continuaron a la baja, registrándose los promedios más bajos para ambos combustibles en el mes de junio.

## 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 de 2022:



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La Demanda Máxima registrada durante el primer semestre de 2023 alcanzó los 11.499,7 MWh/h en junio, un 0,8% inferior a la de 2022. Las ventas acumuladas a junio de 2023 alcanzaron los 38.570,9 GWh, mostrando un incremento de 2,5% en ventas a clientes libres y una reducción de 0,8% en el segmento de clientes regulados respecto del mismo período de 2022.

Respecto a la energía renovable, la energía solar presentó un incremento de 20,2% y la eólica de 11,6% respecto al año 2022. Al cierre de junio, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 33.659,1 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 14.431,3 MW correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC, clasificadas según la Ley 20.257).

En cuanto a la situación hídrica, a julio se estima una probabilidad de excedencia de 80% para el año hidrológico 2023-2024, lo cual representa aproximadamente 23,5 TWh de energía (2 TWh más que el año pasado). Respecto al año pasado, se estima un aumento de 1,7 TWh en la energía embalsada a la misma fecha.

## 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 2023 y 30 de junio de 2022. 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](http://www.cmfchile.cl)).

### Resultados de las operaciones

#### Segundo trimestre de 2023 comparado con el primer trimestre de 2023 y segundo trimestre de 2022

#### Ingresos operacionales

##### Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2T22</u>		<u>1T23</u>		<u>2T23</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>
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes no regulados.....	230,7	52%	228,6	43%	223,2	40%	-2%	-3%
Ventas a clientes regulados.....	178,5	40%	249,6	47%	222,7	40%	-11%	25%
Ventas al mercado spot.....	32,0	7%	53,5	10%	106,5	19%	99%	233%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia</b>	<b>441,3</b>	<b>92%</b>	<b>531,8</b>	<b>90%</b>	<b>552,3</b>	<b>90%</b>	<b>4%</b>	<b>25%</b>
Ventas de gas.....	9,5	2%	25,6	4%	29,6	5%	15%	213%
Otros ingresos operacionales.....	30,7	6%	30,4	5%	34,3	6%	13%	12%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>481,4</b>	<b>100%</b>	<b>587,8</b>	<b>100%</b>	<b>616,2</b>	<b>100%</b>	<b>5%</b>	<b>28%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.816	60%	1.655	56%	1.739	58%	5%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.204	40%	1.252	43%	1.249	42%	0%	4%
Ventas de energía al mercado spot.....	23	1%	31	1%	17	1%	-46%	-27%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>3.043</b>	<b>100%</b>	<b>2.938</b>	<b>100%</b>	<b>3.005</b>	<b>100%</b>	<b>2%</b>	<b>-1%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(1)</b>	<b>125,5</b>		<b>135,6</b>		<b>127,1</b>		<b>-6%</b>	<b>1%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (2)</b>	<b>148,2</b>		<b>199,4</b>		<b>178,2</b>		<b>-11%</b>	<b>20%</b>

(1) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.

(2) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

En el segundo trimestre de 2023, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$552,3 millones, aumentando un 25% (US\$111 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente al mayor precio promedio monómico observado para clientes regulados (20% mayor) y a mayores volúmenes de energía vendida a dichos clientes.

Las mayores tarifas a clientes regulados responden a aumentos en los índices de inflación y en los precios de combustibles utilizados en las fórmulas de indexación de los contratos que se seguían reflejando en este segundo trimestre de 2023.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, se observa un aumento de 5% en el volumen de venta a clientes libres mientras que las ventas en volumen a clientes regulados se mantuvieron prácticamente iguales entre ambos trimestres.

En cuanto a la ventas de energía al mercado spot, cabe notar que éstas incluyen las inyecciones de energía por la Central Kelar de BHP bajo un contrato de maquila con combustible proporcionado por EECL, lo que explica el aumento de esta partida. Sin embargo, en las estadísticas físicas, las inyecciones de energía de la Central Kelar



bajo el contrato de maquila con EECL están comprendidas dentro de la generación con gas. En el segundo trimestre de 2023, las ventas físicas al mercado spot (excluyendo las inyecciones de Kelar (402 GWh) fueron de 17 GWh, una reducción en comparación con el trimestre inmediatamente anterior en que las centrales eólicas San Pedro I y San Pedro II todavía vendían toda su generación al mercado spot. En marzo de 2022 comenzaron a regir contratos de suministro bajo los cuales CTH y Solar Los Loros comenzaron a vender toda su generación de energía a EECL. En el primer trimestre de 2023, se incluye la energía generada por los parques eólicos San Pedro 1 y San Pedro 2 en Chiloé que vendieron toda su energía al mercado spot. A partir del segundo trimestre de 2023, ambos parques vendieron su energía a EECL bajo contratos de suministro que se hicieron efectivos en este trimestre.

Durante el segundo trimestre, las ventas de gas reportaron un aumento significativo respecto al mismo periodo del año anterior y un incremento menor respecto al primer trimestre de 2023, debido a ventas puntuales de gas realizadas en el periodo a precios más altos. En el 1T22, EECL llegó a un acuerdo con su proveedor de gas natural licuado que le permitió optimizar los volúmenes anuales de compra de gas, así como resolver una disputa comercial sobre un cargo de GNL que no fuera despachado en el primer semestre de 2021. Producto de este acuerdo, la compañía registró un impacto de US\$17 millones en sus resultados operacionales en 1T22. 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\$)								
	2T22		1T23		2T23		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(203,2)	38%	(177,3)	33%	(194,2)	34%	10%	-4%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(212,0)	40%	(219,4)	41%	(224,3)	39%	2%	6%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(44,0)	8%	(43,4)	8%	(45,1)	8%	4%	2%
Otros costos directos de la operación	(65,9)	12%	(83,5)	16%	(104,5)	18%	25%	59%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(525,2)</b>	<b>98%</b>	<b>(523,5)</b>	<b>99%</b>	<b>(568,0)</b>	<b>99%</b>	<b>9%</b>	<b>8%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(9,6)	2%	(8,8)	2%	(11,6)	2%	32%	21%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(1,3)	0%	(1,4)	0%	7%	47%
Otros ingresos/costos de la operación...	1,3	0%	3,1	-1%	5,5	-1%		
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(534,4)</b>	<b>100%</b>	<b>(530,5)</b>	<b>100%</b>	<b>(575,6)</b>	<b>100%</b>	<b>9%</b>	<b>8%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.085	62%	351	22%	379	22%	8%	-65%
Gas.....	423	24%	850	53%	910	53%	7%	115%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	17	1%	7	0%	3	0%	-54%	-81%
Hidro/Solar/Eólico.....	226	13%	407	25%	412	24%	1%	82%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.751</b>	<b>100%</b>	<b>1.615</b>	<b>100%</b>	<b>1.705</b>	<b>100%</b>	<b>6%</b>	<b>-3%</b>
Menos Consumos propios.....	(128)	-7%	(61)	-4%	(64)	-4%	5%	-50%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.623</b>	<b>51%</b>	<b>1.555</b>	<b>53%</b>	<b>1.641</b>	<b>54%</b>	<b>6%</b>	<b>1%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	999	31%	552	19%	697	23%	26%	-30%
Compras de energía bajo contrato ....	561		800		724	24%	-9%	29%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>3.183</b>	<b>100%</b>	<b>2.906</b>	<b>100%</b>	<b>3.062</b>	<b>100%</b>	<b>5%</b>	<b>-4%</b>

La generación bruta de electricidad se redujo en un 3% con respecto al mismo trimestre del año anterior y aumentó un 6% con respecto al primer trimestre de 2023. Se registró una menor generación a carbón con respecto al mismo trimestre del año anterior debido principalmente a la falla/mantenimiento de IEM que duró hasta mediados de mayo, así como también al menor despacho de otras unidades por orden de mérito y por el cierre de la Unidad 15 a fines de septiembre. Además, hubo una mayor generación con gas en el segundo trimestre de 2023, incluyendo 402 GWh generados en la central Kelar bajo un contrato de maquila, para compensar la menor generación a carbón y utilizar el gas natural de las compras realizadas durante el primer trimestre.

Al igual que en el primer trimestre de 2023, la generación renovable se incrementó de manera importante en este periodo, respecto al segundo trimestre de 2022 (82%), producto del inicio de la operación comercial del Parque Eólico Calama (151,2 MW) a fines de 2021 y del inicio de la operación comercial del parque fotovoltaico Tamaya (114MWac) en enero de 2022, así como de las primeras inyecciones de los parques fotovoltaicos Capricornio (88MWac) a partir de abril y Coya (180 MWac), a partir de agosto 2022, así como la incorporación de los parques eólicos San Pedro a mediados de diciembre de 2022. El parque fotovoltaico Coya obtuvo su COD a contar del 24 de marzo de 2023. La generación con renovables aumentó en un 1% con respecto al primer trimestre del año.

En el segundo trimestre de 2023, el ítem de costo de combustibles presentó un aumento de 10% con respecto al trimestre inmediatamente anterior producto de la mezcla de combustibles que incluye la quema de inventario de carbón adquirido a los altos precios vigentes en el último trimestre de 2022 y la utilización de GNL comprado a mayores precios. Respecto al segundo trimestre de 2022, el costo de combustibles se redujo en un 4%, debido al alza sostenida que habían tenido los precios de los combustibles durante 2022.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' aumentó en US\$12,3 millones (6%) con respecto al mismo trimestre de 2022, fundamentalmente por los mayores costos marginales o precios spot promedio, lo que fue compensado por menores volúmenes de energía comprada en el mercado spot (30% menos) y las mayores compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores, las que llegaron a 724 GWh en el trimestre en comparación con 561 GWh en el mismo trimestre del año anterior. Con respecto al trimestre inmediatamente anterior, el costo de compra de energía y potencia aumentó un 2%, debido a un mayor volumen de energía comprada en el mercado spot pero con costos promedio de compra algo menores. En el segundo trimestre de 2023, se observó un aumento del aporte hídrico hacia el final del trimestre y un aumento de suministro de gas argentino en el sistema, lo que se tradujo en una baja en los costos marginales sobre todo hacia el final del trimestre. Esto también está reflejando el menor costo del carbón ya que los inventarios caros comprados en el segundo semestre de 2022 ya se han ido consumiendo en parte importante.

En el segundo trimestre de 2023, el costo de la depreciación aumentó principalmente por el efecto del alta del proyecto fotovoltaico Coya.

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 se incrementaron un 59% con respecto a igual período del año anterior y un 25% con respecto al primer trimestre del año. Estos incrementos se deben principalmente a mayores ventas de gas a Minera Escondida.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), muestran un aumento respecto a los de periodos anteriores, principalmente por incrementos en 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\$1,1 millones en el trimestre.

## Margen Eléctrico

### Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2022</u>					<u>2023</u>	
	<u>1T22</u>	<u>2T22</u>	<u>3T22</u>	<u>4T22</u>	<u>2022</u>	<u>1T23</u>	<u>2T23</u>
<b>Margen Eléctrico</b>							
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	365,8	441,3	461,8	485,8	1.754,7	531,8	552,3
Costo de combustible.....	(128,4)	(203,2)	(161,7)	(154,9)	(648,2)	(177,3)	(194,2)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(163,0)	(212,0)	(213,1)	(210,2)	(798,3)	(219,4)	(224,3)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>74,4</b>	<b>26,1</b>	<b>87,0</b>	<b>120,7</b>	<b>308,2</b>	<b>135,1</b>	<b>133,8</b>
<i>Margen eléctrico</i>	20%	6%	19%	18%	18%	25%	24%

En el segundo trimestre de 2023, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$107,7 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales de un 6% a un 24% de los ingresos por ventas. Esto se debió a la reducción en los costos de combustibles compensada con una leve alza en las compras al mercado spot, que en su conjunto representaron una alza moderada de costos, mientras que el incremento en los ingresos por ventas de energía y potencia fue mucho mayor. En tanto, respecto al trimestre anterior, hubo una caída de US\$1,3 millones en la utilidad bruta del negocio, pasando de un margen porcentual de 25% a 24%. Por una parte, hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia (US\$20,5 millones) por los mayores precios medios de la energía vendida debido al aumento en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón). Por otra parte, se registró un mayor costo de combustibles (US\$16,9 millones), por los altos precios de combustibles del periodo, así como también por un mayor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$4,9 millones).

## Resultado operacional

### Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	<u>2T22</u>		<u>1T23</u>		<u>2T23</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A</u>
Total ingresos de la operación	481,4	100%	587,8	100%	616,2	100%	5%	28%
Total costo de ventas	(525,2)	-109%	(523,5)	-89%	(568,0)	-92%	9%	8%
<b>Ganancia bruta.....</b>	<b>(43,8)</b>	<b>-9%</b>	<b>64,3</b>	<b>11%</b>	<b>48,1</b>	<b>8%</b>	<b>-25%</b>	<b>n.a.</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(9,2)	-2%	(7,0)	-1%	(7,6)	-1%	8%	-18%
<b>Ganancia Operacional.....</b>	<b>(53,0)</b>	<b>-11%</b>	<b>57,3</b>	<b>10%</b>	<b>40,6</b>	<b>7%</b>	<b>-29%</b>	<b>n.a.</b>
Depreciación y amortización.....	45,0	9%	44,7	8%	46,5	8%	4%	3%
<b>EBITDA.....</b>	<b>(8,0)</b>	<b>-1,7%</b>	<b>102,0</b>	<b>17,3%</b>	<b>87,1</b>	<b>14,1%</b>	<b>-15%</b>	<b>n.a.</b>

El EBITDA del segundo trimestre de 2023 llegó a US\$87,1 millones, una importante recuperación respecto al segundo trimestre de 2022, que mostró un EBITDA negativo de US\$8 millones, mientras que resultó ser un 15% inferior al del primer trimestre de 2023, principalmente debido a los costos de venta que se incrementaron en mayor medida que los ingresos. La recuperación respecto al segundo trimestre del año anterior se debió principalmente al aumento en el margen eléctrico, como resultado del incremento de los ingresos operacionales.

## Resultados financieros

### Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	2T22		1T23		2T23		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	0,7	0%	1,3	0%	4,9	1%	275%	635%
Gastos financieros.....	(13,0)	-3%	(27,9)	-5%	(42,5)	-7%	53%	227%
Diferencia de cambio.....	4,0	1%	(0,3)	0%	(0,4)	0%	n.a.	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,1	0%	(3,4)	-1%	(5,7)	-1%	n.a.	n.a.
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(8,3)</b>	<b>-2%</b>	<b>(30,3)</b>	<b>-5%</b>	<b>(43,7)</b>	<b>-7%</b>		
Ganancia antes de impuesto.....	(61,3)	-13%	27,1	5%	(3,1)	-1%	n.a.	-95%
Impuesto a las ganancias.....	17,1	4%	(7,4)	-1%	10,3	2%	n.a.	-40%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	(44,2)	-9%	19,7	3%	7,1	1%	n.a.	n.a.
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>(44,2)</b>	<b>-9%</b>	<b>19,7</b>	<b>3%</b>	<b>7,1</b>	<b>1%</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>(0,042)</b>	<b>0%</b>	<b>0,019</b>	<b>0%</b>	<b>0,007</b>	<b>0%</b>		

En el segundo trimestre de 2023 se registró un aumento de US\$14,6 millones en gastos financieros, en comparación con el primer trimestre de 2023, debido principalmente a gastos financieros de US\$12,6 millones por la última venta de cuentas por cobrar relacionadas con la ley de precio estabilizado al cliente regulado (PEC-1). En comparación con el segundo trimestre de 2022, el aumento en gastos financieros fue de US\$29,5 millones, no solo por los US\$12,6 millones de gasto financiero por la monetización de cuentas por cobrar del PEC-1, sino también por (1) el aumento del endeudamiento de la compañía durante 2022 para solventar el aumento de costo de combustibles, las inversiones en proyectos renovables y la acumulación de saldos por cobrar a compañías distribuidoras por las leyes de estabilización de precios, y (2) las sucesivas alzas en las tasas de interés a nivel global. Esto último también explica el aumento en los ingresos financieros.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$0,4 millones en el 2T23, la que se compara con una pérdida de US\$0,3 millones en el primer trimestre y una utilidad de US\$4 millones en el segundo trimestre de 2022. Estas variaciones se explicaron por la volatilidad cambiaria. 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.

### Ganancia neta

En el segundo trimestre de 2023, la utilidad neta del ejercicio fue de US\$7,1 millones, una clara recuperación con respecto al segundo trimestre de 2022, en que la compañía reportó pérdidas netas de US\$44,2 millones principalmente debido a la pérdida operacional registrada en el segundo trimestre del año pasado. Sin embargo, el resultado neto del segundo trimestre de 2023 fue inferior a la utilidad de US\$19,7 millones registrada en el primer trimestre del año, producto principalmente de menores resultados operacionales y un incremento en los gastos financieros. Éstos llegaron a US\$42,5 millones en el segundo trimestre debido al mayor nivel de endeudamiento, las mayores tasas de interés y el descuento de US\$12,6 millones por la última venta de cuentas por cobrar bajo el programa de monetización “PEC-1”. Tanto en el primer trimestre como en el segundo trimestre de 2023, la compañía reportó bajas de activos fijos e intangibles, siendo algo mayores las del segundo trimestre (US\$8,4 millones en el 2T y US\$6,3 millones en el 1T).

## Primer semestre de 2023 comparado con el primer semestre de 2022

### Ingresos operacionales

Información a junio (en millones de US\$)

	6M22		6M23		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
<b>Ingresos de la operación</b>						
Ventas a clientes no regulados.....	408,6	51%	451,8	42%	43,2	11%
Ventas a clientes regulados.....	348,2	43%	472,3	44%	124,1	36%
Ventas al mercado spot.....	50,3	6%	160,0	15%	109,7	218%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>807,0</b>	<b>90%</b>	<b>1.084,0</b>	<b>90%</b>	<b>277,0</b>	<b>34%</b>
Ventas de gas.....	29,6	3%	55,3	5%	25,7	87%
Otros ingresos operacionales.....	62,6	7%	64,7	5%	2,0	3%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>899,2</b>	<b>100%</b>	<b>1.204,0</b>	<b>100%</b>	<b>304,7</b>	<b>34%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	3.505	58%	3.394	57%	-111	-3%
Ventas de energía a clientes regulados.....	2.330	39%	2.501	42%	171	7%
Ventas de energía al mercado spot.....	172	3%	48	1%	-124	-72%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>6.007</b>	<b>100%</b>	<b>5.943</b>	<b>100%</b>	<b>-64</b>	<b>-1%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)</b>	<b>124,8</b>		<b>177,7</b>		<b>52,9</b>	<b>42%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)</b>	<b>149,4</b>		<b>188,8</b>		<b>39,4</b>	<b>26%</b>

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.

(2) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.

(3) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

En el primer semestre de 2023, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.084,0 millones, aumentando un 34% (US\$277,0 millones) con respecto al primer semestre de 2022, debido a los mayores precios promedio monómico, que aumentaron un 40% para clientes libres y un 31% para clientes regulados. Los mayores precios medios de la energía vendida se debieron a aumentos en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón).

En lo que respecta al volumen de energía, se observa una caída de un 4% en las ventas a clientes libres, y un alza también de 4% en las ventas a clientes regulados.

En términos físicos, las ventas al mercado spot aumentaron debido a las ventas de la generación de CTH y Los Loros en los dos primeros meses y ventas de Eólica Monte Redondo explicadas por el vencimiento de uno de sus contratos de suministro. 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. Cabe destacar que en esta partida no estamos incluyendo las inyecciones de energía al sistema de la Central Kelar bajo el contrato de maquila con EECL, las que llegaron a 717 GWh en el semestre, ya que éstas quedaron registradas en nuestra generación con gas.

El ítem ventas de gas tuvo una mayor contribución a la del periodo anterior. A principios de febrero de 2022, EECL llegó a un acuerdo con su proveedor de gas natural licuado que le permitió optimizar los volúmenes anuales de compra de gas, así como resolver una disputa comercial sobre un cargo de GNL que no fuera despachado en el primer semestre de 2021. Producto de este acuerdo, la compañía registró un impacto de US\$17 millones en sus resultados operacionales en el primer trimestre de 2022. 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 mantenimiento, etc.). Entre otras razones, el incremento de esta partida se debe a facturaciones de cargo único que aún no han sido traspasados a clientes finales. En enero de 2023 la CNE descongeló la fijación de cargo único que pagan los clientes finales por el uso de las instalaciones de transmisión de servicio público, que estaba congelado desde diciembre de 2019. Junto con ello, en febrero de 2023 se publicó en el diario oficial el decreto con los nuevos valores de las instalaciones de transmisión para el período 2020-2023, el cual fue implementado por el Coordinador Eléctrico (conforme a lo establecido en la Ley Eléctrica) de forma retroactiva. Ambos hechos en su conjunto llevaron a que EECL tuviera ingresos por sobre su remuneración esperada o valor tarifario los que serán descontados de futuros cobros de cargo único.

### Costos operacionales

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

	6M22		6M23		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
<b>Costos de la operación</b>						
Combustibles.....	(331,6)	36%	(371,5)	34%	39,9	12%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(375,0)	40%	(443,6)	40%	68,6	18%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(88,5)	10%	(88,5)	8%	0,0	0%
Otros costos directos de la operación	(116,4)	13%	(188,0)	17%	71,5	61%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(911,5)</b>	<b>98%</b>	<b>(1.091,5)</b>	<b>99%</b>	<b>180,0</b>	<b>20%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(18,3)	2%	(20,5)	2%	2,2	12%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,9)	0%	(2,7)	0%	0,8	42%
Otros ingresos/costos de la operación...	2,6	0%	8,6	n.a.		
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(929,1)</b>	<b>100%</b>	<b>(1.106,0)</b>	<b>100%</b>	<b>176,9</b>	<b>19%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	2.040	62%	730	22%	-1.309	-64%
Gas.....	768	23%	1.760	53%	992	129%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	17	1%	10	0%	-7	-41%
Hidro/Solar.....	446	14%	819	25%	374	84%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>3.271</b>	<b>100%</b>	<b>3.320</b>	<b>100%</b>	<b>49</b>	<b>2%</b>
Menos Consumos propios.....	(264)	-8%	(124)	-4%	139	-53%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>3.007</b>	<b>49%</b>	<b>3.196</b>	<b>54%</b>	<b>188</b>	<b>6%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	2.113	35%	1.249	21%	-864	-41%
Compras de energía contrato puente.....	990	16%	1.523	26%	533	54%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>6.111</b>	<b>100%</b>	<b>5.968</b>	<b>100%</b>	<b>-143</b>	<b>-2%</b>

La generación bruta de electricidad aumentó un 2% con respecto al primer semestre del año anterior, con un cambio de composición entre ambos períodos pues la generación con carbón se redujo en forma importante (64%) debido a la falla de la planta IEM entre febrero y mayo de 2023, mientras que la generación con gas aumentó en 129% con el objetivo de compensar la baja en generación con carbón ya mencionada. La generación renovable se incrementó en 373 GWh (84%) producto del inicio de la operación comercial del Parque Fotovoltaico Coya en el primer trimestre de 2023 y la compra de los Parques Eólicos San Pedro I y II en diciembre de 2022.

En el primer semestre de 2023, el costo de combustibles registró un aumento de 12% (US\$39,9 millones), debido al alza de precio de los combustibles a nivel mundial, producto principalmente del conflicto Ucrania – Rusia. Si bien los precios de combustibles comenzaron a bajar significativamente durante el semestre, la partida de costo de combustibles en el estado de resultados aún refleja el consumo de inventarios de carbón comprado a mayores precios en el segundo semestre del año anterior.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$68,6 millones (18%) con respecto al primer semestre del año anterior, fundamentalmente debido a la combinación de menores volúmenes de energía comprados y mayores precios realizados al momento de comprar dicha energía. Además hubo un aumento de US\$23,9 millones en el costo de potencia de suficiencia. En el primer semestre de 2023, el costo de la depreciación se mantuvo en niveles similares a los del año 2022.

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. El incremento de US\$71,5 millones de este ítem en comparación con el primer semestre de 2022 se debe principalmente a aumentos en el costo de venta de combustibles por las mayores ventas de gas (US\$39,5 millones), en costos por servicios de mantenimiento (US\$10 millones), en los costos de peajes de transmisión (US\$10 millones), en servicios de terceros (US\$8,4 millones) y en primas de seguros (US\$2,4 millones).

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), se incrementaron en un 12% respecto al primer semestre de 2022 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\$1,6 millones en el semestre.

### Resultado operacional

#### Información a junio 2023 (en millones de US\$)

EBITDA	6M22		6M23		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	899,2	100%	1.204,0	100%	304,7	34%
Total costo de ventas	(911,5)	101%	(1.091,5)	91%	180,0	20%
<b>Ganancia bruta.....</b>	<b>(12,3)</b>	<b>-1%</b>	<b>112,4</b>	<b>9%</b>	<b>124,7</b>	<b>n.a.</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(17,6)	2%	(14,5)	1%	-3,1	-17%
<b>Ganancia Operacional.....</b>	<b>(29,9)</b>	<b>-3%</b>	<b>97,9</b>	<b>8%</b>	<b>127,8</b>	<b>n.a.</b>
Depreciación y amortización.....	90,4	10%	91,1	8%	0,8	1%
<b>EBITDA.....</b>	<b>60,5</b>	<b>6,7%</b>	<b>189,0</b>	<b>15,7%</b>	<b>128,5</b>	<b>212%</b>

El EBITDA del primer semestre de 2023 alcanzó los US\$189 millones, un aumento de 212% o de US\$128,5 millones en comparación con igual periodo del año anterior, debido principalmente a los mayores ingresos de la operación que superaron el incremento en los costos de ventas.

## Resultados financieros

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

	6M22		6M23		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
<b>Resultados no operacionales</b>						
Ingresos financieros.....	1,8	0%	6,2	1%	4,4	250%
Gastos financieros.....	(28,7)	-3%	(70,4)	-6%	-41,7	145%
Diferencia de cambio.....	(1,6)	0%	(0,7)	0%	0,9	-55%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	0,5	0%	(9,0)	-1%	-9,5	n.a.
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(28,0)</b>	<b>-3%</b>	<b>(74,0)</b>	<b>-6%</b>		
Ganancia antes de impuesto.....	(57,9)	-6%	23,9	2%	81,8	n.a.
Impuesto a las ganancias.....	17,5	2%	2,9	0%	-14,6	-83%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	(40,4)	-4%	26,8	2%	67,3	n.a.
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>(40,4)</b>	<b>0%</b>	<b>26,8</b>	<b>0%</b>	<b>67,3</b>	<b>n.a.</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>(0,038)</b>	<b>0%</b>	<b>0,025</b>	<b>0%</b>		

El aumento de US\$41,7 millones del gasto financiero en este primer semestre respecto al año anterior se debió principalmente al aumento en la deuda financiera durante 2022 para solventar las inversiones en proyectos renovables, los mayores costos de operación y la acumulación de cuentas por cobrar por el mecanismo de estabilización de precios a clientes regulados. El aumento también se debió al efecto que tuvo en resultados la venta y cesión de los saldos generados a favor de Engie por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica (Ley N°21.185 de noviembre 2019 – “PEC”). El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra, que incluye el descuento aplicado y gastos de la transacción, se registró como gasto financiero. En el primer semestre de 2023 este gasto alcanzó los US\$12,6 millones, en tanto en el primer semestre de 2022 se registraron US\$3,9 millones.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$0,7 millones en el 1S23, la que compara con una pérdida de US\$1,6 millones en el primer semestre de 2022 producto de la volatilidad cambiaria con tendencia a la apreciación del peso chileno en el primer semestre de 2023 en contraposición a la depreciación del peso chileno en el primer semestre de 2022. 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.

### Ganancia neta

En el primer semestre de 2023 la utilidad neta después de impuestos llegó a los US\$26,8 millones una notoria mejoría en comparación al primer semestre de 2022, en que el resultado neto después de impuestos registró una pérdida de US\$40,4 millones. Como se explicó anteriormente, la pérdida en el primer semestre del año pasado se debió en gran parte al bajo resultado operacional.



## Liquidez y recursos de capital

Al 30 de junio de 2023, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$128,4 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$1.835 millones<sup>1</sup>, incluyendo US\$290 millones de deuda con vencimiento en dentro de un año. Para hacer frente a las necesidades de financiamiento de proyectos de energía renovable y de refinanciación de pasivos, la compañía firmó un préstamo a 10 años plazo por un valor total de US\$400 millones con los bancos de desarrollo, IFC y DEG. Asimismo, la empresa espera monetizar cuentas por cobrar a compañías distribuidoras originadas por la segunda ley de estabilización de precios a clientes regulados (ley MPC), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo. Estos fondos, que la compañía espera recibir durante el transcurso del segundo semestre de 2023 y el año 2024 y que alcanzarían un valor estimado de más de US\$400 millones, permitirán restaurar la liquidez de la compañía y extender el perfil de vencimientos de su deuda.

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

<b>Estado de flujo de efectivo</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	(210,8)	98,7
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(110,2)	(166,8)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	228,1	60,2
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b>(131,9)</b>	<b>(7,9)</b>

### Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación registró una notoria mejoría en el primer semestre de 2023, en que el estado de flujo de efectivo mostró flujos de caja netos de la operación 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. En el primer semestre de 2022, en tanto, el flujo operacional representó una salida neta de efectivo de US\$210,8 millones, mientras que la compañía recibió ingresos por la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por US\$9,6 millones.

### Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer semestre de 2023, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en 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, como se detalla en el siguiente cuadro. Las inversiones en activos fijos fueron parcialmente compensadas por US\$12,4 millones de resultado positivo en la compensación de derivados financieros. El flujo de caja utilizado en actividades

<sup>(1)</sup> Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y difieren de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía, los que se presentan netos de costos diferidos y “mark-to-market” de operaciones de derivados financieros. No incluye las operaciones de leasing financiero correspondientes al contrato de peaje de transmisión con TEN ni operaciones calificadas como leasing financiero a partir de la implementación de IFRS 16.

de inversión fue superior a lo invertido en el primer semestre de 2022 que alcanzó US\$110,2 millones, relacionados con inversiones en los parques fotovoltaicos Tamaya, Capricornio y Coya, pagos finales relacionados con el Parque Eólico Calama, y otros activos.

#### *Inversiones en activos fijos*

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer semestre de 2022 y de 2023 ascendieron a US\$109,3 millones y US\$181 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

#### **Información a junio de cada año (en millones de US\$)**

<b>CAPEX</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Subestaciones de transmisión.....	6,6	24,9
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y recondicionamiento de equipos.....	2,7	19,5
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión fotovoltaicos.....	3,0	1,4
eólicos.....	73,0	82,8
Otros.....	12,7	47,2
	11,2	5,2
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b>109,3</b>	<b>181,0</b>

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 2022, los intereses activados ascendieron a US\$3,6 millones.

#### **Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento**

En el primer semestre de 2023, 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 prepago 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.

En el primer semestre de 2022, los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento fueron los créditos de corto plazo tomados con Banco de Crédito del Perú (US\$50 millones), Banco Santander (US\$30 millones), Scotiabank (US\$50 millones más la renovación de un crédito existente por US\$50 millones), BCI (US\$50 millones) e Itaú (US\$30 millones), aparte de pagos de intereses y de cuotas bajo contratos de arrendamiento financiero registrados en el flujo de la operación.

## Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio de 2023.

### Obligaciones Contractuales al 30/06/23 Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	<b>Total</b>	<b>&lt; 1 año</b>	<b>1 - 3 años</b>	<b>3 - 5 años</b>	<b>Más de 5 años</b>
Deuda bancaria.....	910,0	215,0	155,0	439,3	100,8
Deuda intercompañía.....	75,0	75,0	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	850,0	-	350,0	-	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	52,6	1,8	4,1	4,9	41,8
Leasing financiero - NIIF 16.....	121,0	6,3	11,7	8,2	94,8
Costo financiero diferido.....	(15,6)	-	(6,5)	(5,7)	(3,3)
Intereses devengados.....	26,9	26,9	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	1,8	1,8	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.021,7</b>	<b>326,7</b>	<b>514,2</b>	<b>446,7</b>	<b>734,1</b>

#### 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 2023, la deuda consolidada total de EECL ascendía a US\$1.835 millones (US\$2.022 millones incluyendo operaciones de arrendamiento financiero, intereses devengados y costos diferidos).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$327 millones incluyendo arrendamientos e intereses devengados. La deuda bancaria de corto plazo alcanzó los US\$215 millones, mientras que la compañía reportó una deuda de US\$75 millones con su accionista principal, ENGIE Austral. La deuda bancaria consistía en un préstamo de US\$50 millones con Banco de Crédito del Perú con vencimiento el 1 de agosto de 2023, dos préstamos por un valor total de US\$30 millones con Banco Santander con vencimiento el 6 de febrero de 2024, un préstamo de US\$50 millones con Banco de Chile con vencimiento el 15 de noviembre de 2023, un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado con vencimiento el 31 de enero de 2024 y un préstamo de US\$35 millones con BCI con vencimiento el 16 de mayo de 2024. Estos créditos están denominados en dólares, 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 sin costo para la compañía.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$695 millones al 30 de junio de 2023 (US\$125 millones con BID Invest, US\$350 millones con Scotiabank, US\$50 millones con BCI, y US\$170 millones con Santander). El financiamiento por US\$79,4 millones con Itaú y Consorcio, por la absorción del financiamiento del proyecto del parque eólico San Pedro 2 en diciembre de 2022, fue prepago en su totalidad en febrero de 2023. 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 (CO<sub>2</sub>) 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 2023 tenía una vida promedio remanente de 6,5 años.

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

La compañía renovó dos créditos que mantenía con Scotiabank por un total de US\$100 millones con nueva fecha de vencimiento el 21 de octubre de 2024. Además renovó un crédito de US\$50 millones que mantenía con BCI, extendiendo su fecha de vencimiento al 12 de noviembre de 2024. Estos créditos tienen características contractuales similares a las de los demás créditos de corto plazo de la compañía.

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 más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,418% 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 y Banco Estado.

El 15 de diciembre de 2022, la compañía asumió la deuda de largo plazo del tipo financiamiento de proyecto que mantenía Energías de Abtao S.A. (dueña del Parque Eólico San Pedro 2) con los bancos Itaú, Consorcio Seguros de Vida y Banco Consorcio por un total de US\$79,4 millones. La compañía prepagó este financiamiento con los recursos provenientes del segundo desembolso del préstamo con Banco Santander descrito en el párrafo anterior.

EECL posee dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos, por US\$350 millones, tiene 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.

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\$52,6 millones.

Al 30 de junio de 2023, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$121 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16. Cabe notar que durante el segundo trimestre, la compañía renunció a una de las concesiones onerosas sobre terrenos que mantenía en la zona de Taltal, lo que contribuyó a explicar la disminución en el valor de estas obligaciones.

## **Política de dividendos**

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 25 de abril de 2023, 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. Sujeto a la aprobación del Directorio, se procurará que la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, sobre la base de los resultados de los estados financieros de los primeros tres trimestres, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año.

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 el ejercicio 2022, la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 25 de abril de 2023, aprobó no repartir dividendos con cargo a los resultados del año 2022.

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

El sector de energía está sujeto a condiciones económicas, políticas, regulatorias, sociales y competitivas diversas y cambiantes. Como parte del desarrollo normal del negocio, nuestra compañía se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo, tanto operacionales como financieros, que pueden impactar nuestro desempeño y

condición financiera, y que son monitoreados periódica y cercanamente por cada “*Risk Owner*” de los distintos procesos de la compañía y coordinados por las Áreas de Planificación y Control de Gestión de la empresa.

En ENGIE Energía Chile tenemos procedimientos de Gestión de Riesgos en los que se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos que es actualizada y revisada una vez al año. El monitoreo del avance de los planes de acción, junto con la actualización de los riesgos, es realizado de forma permanente en el marco del proceso denominado “*ERM*” o “*Enterprise Risk Management*” el cual tiene como objetivo preservar y mejorar de forma continua el valor, la reputación y la motivación interna de la empresa, fomentando un nivel de “*risk-taking*” que sea razonable en términos sociales, humanos y legales; aceptable para los “*stakeholders*” y económicamente sustentable.

La gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía anualmente. La estrategia de gestión de riesgos financieros de la Compañía está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de ENGIE Energía Chile en relación con todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes.

A continuación, se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.

### **Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles**

Importamos una porción significativa de nuestro suministro de combustibles a través de contratos de corto, mediano y largo plazo, haciéndonos vulnerables a potenciales insuficiencias de suministro o incumplimientos de parte de nuestros proveedores. Asimismo, adquirimos una porción significativa del carbón, gas natural y otros combustibles a un número limitado de proveedores. Si cualquiera de nuestros proveedores relevantes sufriera una disrupción en su cadena de producción o fuera incapaz de cumplir sus obligaciones bajo los contratos de suministro, podríamos vernos forzados a adquirir a mayores precios, ya sea el mismo combustible o un sustituto, y podríamos ser incapaces de ajustar el precio de la electricidad vendida según los mecanismos de ajuste de tarifas incluidos en nuestros contratos con clientes, con la consiguiente reducción en nuestros márgenes operacionales. Este riesgo se ha materializado a inicios de 2023 debido que el principal proveedor de gas natural licuado no confirmó la provisión de suministro para el año 2023 bajo uno de los contratos a largo plazo por un volumen total cercano a 13,2 TBtu, exponiendo a la compañía a buscar fuentes alternativas de suministro de combustible y a iniciar acciones legales.

ENGIE Energía Chile está expuesta a la volatilidad de precios de ciertos *commodities*, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, gas natural licuado y petróleo diésel con precios internacionales que fluctúan de acuerdo con factores de mercado ajenos al control de la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayor parte mediante contratos anuales, cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los valores internacionales del petróleo (ULSD o Brent). La compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub y ha realizado compras de GNL en el mercado spot.

El precio y la disponibilidad de los combustibles son factores clave para el despacho de centrales de generación termoeléctrica, el costo medio de generación de la compañía y los costos marginales del sistema eléctrico en que ella opera. Históricamente, la compañía ha tenido como política introducir en sus contratos de venta de electricidad mecanismos de indexación de precio sobre la base de las fluctuaciones de precios de los combustibles relevantes en la determinación de sus costos variables de operación. De esta forma, la compañía ha procurado alinear sus costos de producción y suministro de energía con sus ingresos por ventas de energía contratada. Sin embargo, la compañía, en su plan de transformación energética, ha considerado privilegiar la indexación de tarifas de ciertos contratos a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, con lo que ha aumentado temporalmente su exposición al riesgo de precios de *commodities* hasta el momento en que cuente con una base de activos de generación renovable suficiente para respaldar todos los contratos de suministro indexados a la inflación. En el pasado, la empresa ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios de los combustibles y se encuentra en proceso de implementar una estrategia de cobertura para 2023 y 2024. Entre 2021 y lo que va corrido de 2023 se pudo constatar la materialización de este riesgo. En nuestro país, los años hidrológicos 2021-22 y 2022-23 fueron extremadamente secos, extendiéndose estas condiciones de sequía hasta el mes de junio

de 2023, con la consiguiente disminución en la generación hidráulica. Esto coincidió con dificultades en el suministro de carbón y gas natural debido al alza en la demanda junto a restricciones en la producción mundial de dichos combustibles, así como dificultades en los fletes, lo que se tradujo en alzas de precios a niveles muy altos. Posteriormente, a causa de la guerra entre Rusia y Ucrania los precios del gas y del carbón llegaron a niveles nunca vistos. Por consiguiente, los costos medios de generación propia y los costos marginales del sistema alcanzaron niveles muy superiores a los de años anteriores, reflejándose en la reducción de los márgenes operacionales del negocio eléctrico. Cabe mencionar que los costos marginales también se han visto afectados por otros factores tales como desacoples, congestión en los sistemas de transmisión, e indisponibilidad de centrales de generación. La Compañía mitiga parcialmente su exposición al riesgo de fluctuaciones en los precios de los combustibles a través de (i) la firma de contratos de suministro con otras generadoras del sistema que han permitido reducir sus compras de energía al mercado spot (3,2 TWh contratados para 2023 por sobre los 2,1 TWh de 2022) y, por ende, su exposición al costo marginal; (ii) sus contratos de suministro de GNL de largo plazo y compras en el mercado spot; (iii) la entrada en operaciones de nuevos proyectos de generación de energía renovable que reduce la dependencia de combustibles fósiles, (iv) adquisiciones de activos renovables no contratados en áreas con mayor exposición al costo marginal y (v) el traspaso de los mayores costos a tarifas finales. Posibles incumplimientos de términos contractuales por parte de nuestros proveedores en el suministro de gas natural licuado o carbón también exponen a la Compañía a sustituir su generación de energía con combustibles alternativos o bien con mayores compras de energía en el mercado spot, aumentando su exposición a las variables que determinan los costos marginales del sistema.

### **Riesgo de tipos de cambio de monedas**

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio.

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es acotada. Los ingresos de la compañía están mayoritariamente denominados en dólares o se encuentran indexados a dicha moneda. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y se convierte a pesos según el tipo de cambio observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de estos contratos se encuentra acotada en cuanto a su impacto en el estado de resultados de la compañía. Sin embargo, existe un impacto en el flujo de caja de la compañía relacionado con los rezagos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Promedio lo que se traduce en facturaciones mensuales a tipos de cambio distintos a los tipos de cambio mensuales estipulados en cada contrato. Si bien estas diferencias temporales se reliquidan una vez publicados los decretos de Precio Nudo Promedio, la incertidumbre con respecto al momento de la reliquidación no permite realizar una cobertura efectiva mediante instrumentos derivados. Este rezago en la recaudación de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por las diferencias entre los tipos de cambio efectivamente facturados y los tipos de cambio aplicables según la normativa vigente se ha visto incrementado significativamente con la aprobación de la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas en noviembre de 2019, cuyas disposiciones técnicas de implementación fueron divulgadas en marzo de 2020 mediante la Resolución Exenta N°72 de la Comisión Nacional de Energía, y por la ley MPC aprobada en agosto de 2022. Estas disposiciones han originado un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerán en gran medida del comportamiento de los tipos de cambio y los precios de combustibles entre otras variables. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. El día 29 de enero de 2021 Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de US\$489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020 y el remanente para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2020. El día 30 de junio de 2021, EECL concretó la venta de las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2021 a Chile Electricity PEC SpA que obtuvo financiamiento por medio de una colocación privada bajo el formato 4a2 con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs. Una vez publicados los respectivos decretos nudo siguientes, se realizaron transacciones similares el 4 de marzo de 2022 para el cuarto grupo de cuentas por cobrar y el 14 de julio de 2022 para el quinto grupo de cuentas por cobrar. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR pudieron reducir su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y lograron recuperar liquidez,

a costa de un descuento que ha tenido impactos en los estados financieros de 2021, 2022 y 2023. En 2021, este costo financiero ascendió a US\$51 millones, en 2022 llegó a los US\$15,4 millones y en 2023 alcanzó US\$12,6 millones. Con esto, los gastos financieros totales del programa PEC-1 ascendieron a US\$79,1 millones.

El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio, con contratos “forward” y opciones del tipo “zero-cost collars”. Al 30 de junio de 2023, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto nocional total de US\$54 millones con vencimientos mensuales de US\$9 millones entre julio y diciembre de 2023 con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los resultados financieros de la empresa. Por otra parte, la empresa ha firmado contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC relacionados con la construcción de proyectos, los que normalmente consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF, EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Actualmente, existen contratos de venta de dólares forward por un monto nocional total de US\$77 millones para cubrir pagos periódicos en UF a contratistas del proyecto Lomas de Taltal. Estos derivados fueron tomados con Banco de Chile y cubren flujos de pago periódicos entre marzo de 2023 y marzo de 2025.

Asimismo, con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Política de Inversiones de Excedentes de Caja de la Compañía estipula que al menos el 80% de los excedentes de caja deben ser invertidos en dólares de Estados Unidos, salvo que sea necesario un porcentaje distinto para mantener un calce natural de activos y pasivos por moneda. Esta política permite una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 30 de junio de 2023, un 77,5% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses. La exposición de la Compañía a otras monedas extranjeras no es material.

La Sociedad presenta una exposición al riesgo cambiario de naturaleza puramente contable relacionada a los contratos de concesiones de uso oneroso u otros tipos de contratos tales como arriendo de flotas de vehículos que se consideran como arrendamientos financieros bajo la norma IFRS16. Estos contratos comprenden activos por derechos de uso que corresponden a activos no monetarios que se registran a su costo inicial en dólares, la moneda funcional de la compañía. Su contrapartida corresponde a pasivos monetarios que reflejan el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. La mayor parte de estos pasivos están denominados en Unidades de Fomento (UF) o Unidades Tributarias Mensuales (UTM). Por tratarse de pasivos monetarios, éstos se reajustan periódicamente y se convierten a dólares al tipo de cambio observado al cierre de cada ejercicio contable. En definitiva, el pasivo denominado en CLP, UF o UTM está sujeto a reajustes periódicos, quedando expuesto a fluctuaciones en los tipos de cambio, mientras que el activo queda fijo en dólares. Este descalce puede dar origen a utilidades o pérdidas contables en nuestros estados de resultados. Sin embargo, financieramente, el valor del activo por derechos de uso está íntimamente relacionado con el valor del pasivo, ya que ambos deberían reflejar el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. Al 30 de junio de 2023, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de US\$121 millones.

### **Riesgo de tasa de interés**

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (*Interest Rate Swaps o IRS*), con los que la Compañía acepta intercambiar en forma periódica un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un monto nocional acordado.

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 2023, un 87,1% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 12,9% (US\$110 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, y US\$51 millones del préstamo con Santander) de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable.

### Al 30 de junio de 2023

Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027 y más</u>	<u>Total</u>
<b>Tasa Variable</b>							
(US\$)	7.6504% p.a.	-	-	2,8	5,0	102,3	110,0
(US\$)	6.0912% p.a.	-	-	-	-	75,0	75,0
(US\$)	7.8446% p.a.	-	-	-	-	51,0	51,0
<b>Total Tasa Variable</b>		-	-	<b>2,8</b>	<b>5,0</b>	<b>228,3</b>	<b>236,0</b>
<b>Tasa Fija</b>							
(US\$)	6.8141% p.a.	175,0	-	-	-	-	175,0
(US\$)	6.6442% p.a.	-	265,0	-	-	-	265,0
(US\$)	5.9680% p.a.	-	-	-	-	119,0	119,0
(US\$)	1.0000% p.a.	-	-	-	-	15,0	15,0
(US\$)	4.1724% p.a.	-	-	-	-	175,0	175,0
(US\$)	3.4000% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	4.5000% p.a.	-	-	350,0	-	-	350,0
<b>Total Tasa Fija</b>		<b>175,0</b>	<b>265,0</b>	<b>350,0</b>	-	<b>809,0</b>	<b>1.599,0</b>
<b>TOTAL</b>		<b>175,0</b>	<b>265,0</b>	<b>352,8</b>	<b>5,0</b>	<b>1.037,3</b>	<b>1.835,0</b>

### Riesgo de crédito

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales del cobre y otras materias primas, así como a la disminución o el agotamiento de recursos mineros u otros problemas operacionales, climáticos, laborales, sociales, ambientales, políticos y tributarios. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra Compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales.

Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es bajo, aunque se ha podido observar retrasos en los pagos de clientes regulados de menor tamaño. Un menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales podría afectar nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja. Si bien la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 no ha afectado significativamente nuestros ingresos según se reconocen en el estado de resultados, sí ha impactado negativamente nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel de capital de trabajo. Para enfrentar este riesgo y mitigar los efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. Entre el 8 de febrero de 2021 y el 12 de mayo de 2023, la compañía concretó 6 operaciones de venta de cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020, enero de 2021, julio de 2021, enero de 2022 y julio de 2022 por un valor total nominal de US\$272,9 millones, recibiendo recursos líquidos por US\$193,8 millones y reportando un costo financiero total de US\$79,1 millones. Con la promulgación de la Ley MPC, se han seguido generando saldos a cobrar por el diferencial entre el precio estabilizado (PEC) y las tarifas contractuales. Con la publicación del decreto de Precio de Nudo Promedio de julio 2022 y la Resolución Exenta que sentó las bases para aplicación efectiva de la Ley, la Tesorería emitirá Certificados

de Pago que la Compañía podrá vender bajo un mecanismo similar al implementado para la ley PEC, pero esta vez sin asumir costos por descuentos financieros. El diferimiento en la recaudación producto del retraso en la publicación de decretos ha afectado significativamente la liquidez y el endeudamiento de la compañía.

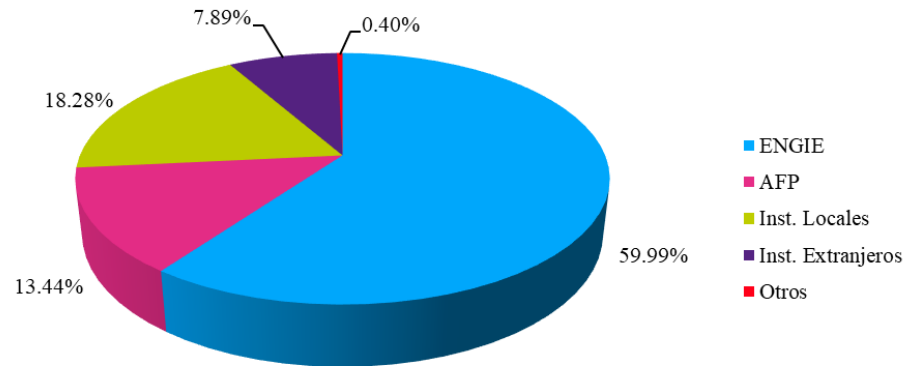
En años anteriores la industria eléctrica comenzó a evolucionar hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa firmó contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía puso en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha, los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representan un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos y la compañía dejó de comercializar activamente este segmento con el fin de equilibrar su portafolio de contratos y reducir su posición compradora en el mercado spot de energía.

Por su posición contractual, la Compañía es normalmente uno de los principales pagadores netos dentro de la cadena de pagos del sector eléctrico chileno. Si bien está expuesta a morosidades o incumplimientos de pago de operadores del sector eléctrico, estos montos representan un porcentaje relativamente menor de la recaudación mensual. Incumplimientos por parte de otros operadores del sistema eléctrico podrían exponer a la Compañía a aumentar volúmenes de venta a clientes regulados a las tarifas de sus contratos vigentes. Situaciones de insolvencia de otros operadores del sector eléctrico con quienes la compañía mantiene contratos de suministro para reducir su exposición al mercado spot podrían exponer a la compañía a retomar su exposición compradora en el mercado spot.

Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

## ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 30 DE JUNIO DE 2023

N° de accionistas: 1.763



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

*Ventas Físicas*

	Ventas Físicas (en GWh)							
	<u>2022</u>					<u>2023</u>		
	<u>1T22</u>	<u>2T22</u>	<u>3T22</u>	<u>4T22</u>	<u>12M22</u>	<u>1T23</u>	<u>2T23</u>	<u>1H23</u>
<b>Ventas físicas</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.689	1.816	1.796	1.773	7.074	1.655	1.739	3.394
Ventas de energía a clientes regulados	1.126	1.204	1.255	1.149	4.735	1.252	1.249	2.501
Ventas de energía al mercado spot	149	23	48	18	238	31	17	48
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.964</b>	<b>3.043</b>	<b>3.100</b>	<b>2.940</b>	<b>12.047</b>	<b>2.938</b>	<b>3.005</b>	<b>5.943</b>
<b>Generación bruta por combustible</b>								
Carbón.....	955	1.085	775	687	3.503	351	379	730
Gas.....	345	423	382	289	1.439	850	910	1.760
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	1	17	1	1	19	7	3	10
Renovable.....	220	226	303	390	1.139	407	412	819
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.520</b>	<b>1.751</b>	<b>1.461</b>	<b>1.368</b>	<b>6.100</b>	<b>1.615</b>	<b>1.705</b>	<b>3.320</b>
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(128)</i>	<i>(136)</i>	<i>(152)</i>	<i>(92)</i>	<i>(507)</i>	<i>(61)</i>	<i>(64)</i>	<i>(124)</i>
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.393</b>	<b>1.615</b>	<b>1.310</b>	<b>1.275</b>	<b>5.593</b>	<b>1.555</b>	<b>1.641</b>	<b>3.196</b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>	999	1.114	1.308	1.081	4.501	552	697	1.249
<b>Compras de energía bajo contrato (GWh)</b>	561	430	497	646	2.134	800	724	1.523
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<b>2.952</b>	<b>3.159</b>	<b>3.115</b>	<b>3.002</b>	<b>12.228</b>	<b>2.906</b>	<b>3.062</b>	<b>5.968</b>

## Estados de Resultados Trimestrales

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

#### IFRS

	1T22	2T22	3T22	4T22	12M22	1T23	2T23	1S23
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes regulados.....	169,7	178,5	205,3	219,3	772,8	249,6	222,7	472,3
Ventas a clientes no regulados.....	177,8	230,7	229,5	239,6	877,7	228,6	223,2	451,8
Ventas al mercado spot y ajustes.....	18,3	32,0	26,9	27,0	104,2	53,5	106,5	160,0
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>365,8</b>	<b>441,3</b>	<b>461,8</b>	<b>485,8</b>	<b>1.754,7</b>	<b>531,8</b>	<b>552,3</b>	<b>1.084,0</b>
Ventas de gas.....	20,1	9,5	11,8	7,6	48,9	25,6	29,6	55,3
Otros ingresos operacionales.....	32,0	30,7	26,2	27,9	116,7	30,4	34,3	64,7
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>417,9</b>	<b>481,4</b>	<b>499,7</b>	<b>521,3</b>	<b>1.920,3</b>	<b>587,8</b>	<b>616,2</b>	<b>1.204,0</b>
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(128,4)	(203,2)	(161,7)	(154,9)	(648,2)	(177,3)	(194,2)	(371,5)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(163,0)	(212,0)	(213,1)	(210,2)	(798,3)	(219,4)	(224,3)	(443,6)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(44,4)	(44,0)	(46,9)	(49,9)	(185,3)	(43,4)	(45,1)	(88,5)
Otros costos directos de la operación	(50,5)	(65,9)	(67,6)	(85,1)	(269,1)	(83,5)	(104,5)	(188,0)
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(386,4)</b>	<b>(525,2)</b>	<b>(489,3)</b>	<b>(500,2)</b>	<b>(1.901,0)</b>	<b>(523,5)</b>	<b>(568,0)</b>	<b>(1.091,5)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(8,7)	(9,6)	(9,2)	(6,3)	(33,8)	(8,8)	(11,6)	(20,5)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,9)	(0,9)	(1,1)	(1,1)	(4,1)	(1,3)	(1,4)	(2,7)
Otros ingresos de la operación.....	1,3	1,3	9,2	6,5	18,3	3,1	5,5	8,6
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(394,7)</b>	<b>(534,4)</b>	<b>(490,4)</b>	<b>(501,1)</b>	<b>(1.920,6)</b>	<b>(530,5)</b>	<b>(575,6)</b>	<b>(1.106,0)</b>
<b>Ganancia operacional.....</b>	<b>23,1</b>	<b>(53,0)</b>	<b>9,2</b>	<b>20,3</b>	<b>(0,3)</b>	<b>57,3</b>	<b>40,6</b>	<b>97,9</b>
<b>EBITDA.....</b>	<b>68,5</b>	<b>(8,0)</b>	<b>57,3</b>	<b>71,3</b>	<b>189,0</b>	<b>102,0</b>	<b>87,1</b>	<b>189,0</b>
Ingresos financieros.....	1,1	0,7	13,5	1,5	16,8	1,3	4,9	6,2
Gastos financieros.....	(15,7)	(13,0)	(27,4)	(19,3)	(75,5)	(27,9)	(42,5)	(70,4)
Diferencia de cambio.....	(5,6)	4,0	(3,9)	(9,2)	(14,7)	(0,3)	(0,4)	(0,7)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,5	0,1	(0,6)	(447,6)	(447,7)	(3,4)	(5,7)	(9,0)
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(19,7)</b>	<b>(8,3)</b>	<b>(18,4)</b>	<b>(474,7)</b>	<b>(521,1)</b>	<b>(30,3)</b>	<b>(43,7)</b>	<b>(74,0)</b>
Ganancia antes de impuesto.....	3,4	(61,3)	(9,1)	(454,4)	(521,4)	27,1	(3,1)	23,9
Impuesto a las ganancias.....	0,4	17,1	(8,6)	123,8	132,7	(7,4)	10,3	2,9
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	3,8	(44,2)	(17,8)	(330,6)	(388,8)	19,7	7,1	26,8
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...</b>	<b>3,8</b>	<b>(44,2)</b>	<b>(17,8)</b>	<b>(330,6)</b>	<b>(388,8)</b>	<b>19,7</b>	<b>7,1</b>	<b>26,8</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>3,8</b>	<b>(44,2)</b>	<b>(17,8)</b>	<b>(330,6)</b>	<b>(388,8)</b>	<b>19,7</b>	<b>7,1</b>	<b>26,8</b>
<b>Ganancia por acción.....(US\$/acción)</b>	<b>0,004</b>	<b>(0,042)</b>	<b>(0,017)</b>	<b>(0,314)</b>	<b>(0,369)</b>	<b>0,019</b>	<b>0,007</b>	<b>0,025</b>

## Balance

### Balance (en millones de US\$)

	2022	2023
	<u>Diciembre</u>	<u>Junio</u>
<b>Activo corriente</b>		
Efectivo y efectivo equivalente	132,4	128,3
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	226,1	274,4
Impuestos por recuperar	35,2	19,5
Inventarios corrientes	264,1	177,0
Otros activos no financieros corrientes	178,1	223,5
<b>Total activos corrientes</b>	<b>835,8</b>	<b>822,8</b>
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.576,6	2.650,6
Otros activos no corrientes	915,8	1.009,4
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>4.328,3</b>	<b>4.482,8</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda financiera	389,5	326,2
Otros pasivos corrientes	270,7	355,0
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>660,2</b>	<b>681,1</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Deuda financiera	1.579,5	1.695,0
Otros pasivos de largo plazo	274,6	270,8
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>1.854,1</b>	<b>1.965,9</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	1.813,9	1.835,9
<b>Patrimonio</b>	<b>1.813,9</b>	<b>1.835,9</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>4.328,3</b>	<b>4.482,8</b>

### Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2022 y el 30 de junio de 2023 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo se mantuvieron en niveles similares con una disminución de US\$4,0 millones, llegando a un saldo de US\$128,6 millones al 30 de junio, principalmente debido a (i) ingresos de caja netos propios de la operación por US\$143,3 millones, (ii) US\$38,2 millones recibidos en efectivo por la última venta de cuentas por cobrar del PEC-1 (iii) pagos de intereses (US\$46,9 millones), (iv) pagos de impuestos a la renta e impuestos verdes (US\$38,7 millones), (v) pagos por inversiones en la construcción de

proyectos (US\$177,4 millones), (vi) compensaciones de derivados financieros (US\$12,4 millones) y (vii) aumento neto de deuda de US\$60,2 millones.

Deudores comerciales: El aumento de US\$48,3 millones se compone de cambios en varias cuentas contables: Las siguientes partidas registraron aumentos: (1) Cuentas comerciales por cobrar (+US\$50,2 millones), debido al aumento de tarifas y a la recaudación anticipada de algunas facturas relevantes al cierre de diciembre de 2022, (2) Cuentas por cobrar a compañías relacionadas, principalmente a GNLM y Engie Gas, y (3) Deudores por otras ventas y servicios (+US\$2,2 millones). Otras dos partidas contrarrestaron parcialmente el aumento en las cuentas de deudores: (1) Un aumento de US\$2,4 millones en la provisión de incobrables y (2) una reducción de US\$4,3 millones en otras cuentas por cobrar, principalmente relacionadas con cuentas del personal (-US\$3,6 millones).

Inventarios corrientes: La disminución de US\$87,0 millones en esta partida se debe principalmente a una disminución de US\$88,3 millones en el inventario de carbón y de caliza, debido a la marcada disminución de precios y a menores volúmenes comprados luego del aumento observado en 2022 por la decisión de mantener mayores reservas dado el complejo contexto de mercado del momento. También se observó una disminución de US\$3,7 millones en el inventario de GNL debido a la mayor utilización de dicho combustible durante 2023 gracias en parte al contrato de maquila con la central Kelar. Por otra parte, hubo un aumento de US\$4,7 millones en los inventarios de petróleo diesel. Por último, los *impairments* y provisiones de obsolescencia se mantuvieron en niveles similares alcanzando un total de -US\$67,1 millones.

Impuestos por recuperar: Esta partida mostró una reducción de US\$15,6 millones en los impuestos por recuperar de ejercicios anteriores que ascendían a US\$32,8 millones al cierre de diciembre de 2022 debido a la caída del ingreso imponible y al uso de depreciación instantánea en los proyectos activados en los últimos años. La caída se debió a la recuperación efectiva de dichos impuestos.

Otros activos corrientes: Se aprecia un aumento de US\$45,4 millones debido principalmente a aumentos de US\$37,2 millones en el IVA crédito fiscal 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. También se registraron aumentos en anticipos a proveedores (US\$18,2 millones), en gastos diferidos (+US\$2 millones) y en valoración a mercado positiva de contratos de derivados, que aumentó en US\$2,1 millones en el primer semestre de 2023. Todo esto se vio parcialmente contrarrestado por una disminución de US\$14,6 millones en gastos anticipados.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$74,0 millones en este rubro responde principalmente al alta de activos de proyectos de generación de energía renovable, que hicieron su entrada en operación comercial (+US\$29,1 millones de aumento neto en el rubro de planta y equipos), y al incremento de US\$54 millones en la partida de obras en curso debido a los proyectos BESS Coya, Lomas de Taltal y otros proyectos de transmisión que se encuentran en construcción. La depreciación del período alcanzó los US\$80,6 millones.

Otros activos no corrientes: El aumento neto de US\$93,6 millones en este rubro se debe principalmente a las cuentas comerciales por cobrar asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas que registraron un aumento de US\$125,8 millones en el semestre, debido a la acumulación de saldos a cobrar (+176,5 millones) y a la venta de saldos por un valor nominal de US\$50,8 millones. También se registraron aumentos de US\$6,3 millones en inversión en proyectos en desarrollo y de US\$5,8 millones en los activos por impuestos diferidos. Por otra parte, hubo una disminución de US\$5,4 millones en el valor libro de la participación en TEN producto principalmente de la variación en la reserva de derivados de cobertura y una disminución de US\$34,9 millones en el reconocimiento de activos por derecho de uso asociado a la norma IFRS16, producto principalmente de la renuncia al derecho de uso sobre uno de los terrenos en Taltal.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución de US\$63,3 millones debido al efecto neto de los siguientes movimientos: (i) un nuevo préstamo de US\$50 millones con Banco Estado, (ii) un préstamo de US\$75 millones con la empresa relacionada, ENGIE Austral, (iii) la renovación y extensión a un plazo mayor a un año de dos préstamos por un total de US\$150 millones con los bancos Scotiabank y BCI, (iv) el paso de largo a corto plazo de un préstamo de US\$35 millones de BCI y (v) repagos de préstamos por un total de US\$75 millones

con los bancos Santander, Itaú y BCP. Para efectos de este análisis, hemos considerado los US\$75 millones debidos a ENGIE Austral como deuda financiera corriente; sin embargo en los estados financieros esta partida está incluida como un pasivo con empresas relacionadas.

**Otros pasivos corrientes:** El aumento neto de US\$84,2 millones en este conjunto de partidas, excluyendo el saldo por pagar a ENGIE Austral, se debió a incrementos de (i) US\$109,2 millones en cuentas por pagar a proveedores, producto de compras de gas y carbón con plazos de pago extendidos y cuentas por pagar a proveedores y contratistas de proyectos, y (ii) US\$12,1 millones en ingresos percibidos por adelantado por recaudación de cargo único. Estos aumentos fueron compensados por reducciones de (i) US\$31 millones en provisiones varias, (ii) US\$2,9 millones en provisiones por impuestos corrientes, y (iii) US\$3,6 millones en provisiones relacionadas con beneficios a los empleados.

**Deuda financiera de largo plazo:** El incremento de US\$115,5 millones se debe principalmente a los siguientes movimientos: (i) el segundo desembolso del préstamo a 5 años de Banco Santander por un valor de US\$93 millones, combinado con el prepago del financiamiento del proyecto San Pedro 2 cuya porción de largo plazo ascendía a US\$75,1 millones al cierre de 2022; (ii) el traspaso al corto plazo de un financiamiento de US\$35 millones de BCI; (iii) las renovaciones de préstamos de los bancos Scotiabank y BCI por un total de US\$150 millones a plazos mayores a un año; y (iv) una disminución de US\$20,4 millones en los pasivos registrados bajo la norma IFRS 16, fundamentalmente por concesiones onerosas sobre terrenos para proyectos de inversión. Esta última disminución se debió al efecto neto de aumentos por diferencia de cambio y disminuciones producto de la renuncia de la compañía a sus derechos de uso sobre terrenos en Taltal. Con fecha 19 de junio el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°150 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado “Pampa Yolanda” solicitada por la Compañía en marzo y abril de 2023.

**Otros pasivos de largo plazo:** Los otros pasivos de largo plazo alcanzaron los US\$270,8 millones, mostrando una disminución de US\$3,8 millones producto de una disminución de US\$5,5 millones en pasivos por impuestos diferidos y un aumento de US\$1,8 millones en la provisión de desmantelamiento de centrales.

**Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora:** El aumento de US\$21,9 millones se explica principalmente por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$26,8 millones, compensada por una disminución de US\$4,9 millones correspondiente a la valorización a mercado de instrumentos financieros clasificados como de cobertura contable, neto de impuesto.

## ANEXO 2

	1T21	2T21	3T21	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	1T23	2T23
EBITDA*	65,9	121,7	55,6	71,3	68,5	-8,0	57,3	71,3	102,0	87,1
Ganancia atribuible a la controladora	-17,6	47,6	8,7	8,7	3,8	-44,2	-17,8	-330,6	19,7	7,1
Gastos Financieros	52,2	16,8	8,9	10,9	15,7	13,0	27,4	19,3	27,9	42,5

\* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Dec/21	Dec/22	Jun/23
EBITDA (últimos 12 meses)	314,5	189,0	317,6
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	47,4	(388,8)	(321,5)
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	88,8	75,5	117,2

Deuda Financiera	1.258,6	1.969,0	2.021,2
Corriente	106,2	389,5	326,2
No-Corriente	1.152,4	1.579,5	1.695,0
Efectivo y efectivo equivalente	215,7	132,4	128,3
Deuda financiera neta	1.042,9	1.836,6	1.892,8



## INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-22	Jun-23	Var.
<b>LIQUIDEZ</b>	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,27	1,21	-5%
	Razon ácida (((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	0,87	0,95	9%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	175,6	141,7	-19%
<b>ENDEUDAMIENTO</b>	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	1,39	1,44	4%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	2,50	2,71	8%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	10,42	6,36	-39%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	9,72	5,96	-39%
<b>RENTABILIDAD</b>	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	-21,4%	-17,5%	-18%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	-9,0%	-7,2%	-20%

\*Últimos 12 meses

Al 30 de junio de 2023, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,21x y 0,95x, respectivamente. Estos indicadores fueron el resultado del aumento tanto del activo corriente como del pasivo circulante; el que se incrementó en mayor escala por un aumento en la deuda financiera y en las cuentas por pagar a proveedores. En consecuencia, disminuyó el capital de trabajo medido como el total de activos corrientes menos el total de pasivos corrientes.

La Razón de Endeudamiento a junio de 2023 es de 1,44 veces, levemente superior al nivel de diciembre de 2022.

La Cobertura de Gastos Financieros para los 12 meses terminados el 30 de junio de 2023 fue de 2,71x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2022 debido a la recuperación del Ebitda que contrarrestó el efecto de los mayores gastos financieros.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 6,36x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 5,96 veces.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de -17,5% y -7,2%, respectivamente, que aún se muestran negativas producto de las pérdidas reportadas en los últimos dos trimestres de 2022, pero menos negativas que a diciembre de 2022 debido a los mejores resultados de los primeros dos trimestres de 2023.

## CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M23

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de junio de 2023, el miércoles 9 de agosto de 2023 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

<https://hd.choruscall.com/?calltype=2&info=company&r=true>

Webcast

<https://webcastlite.mziq.com/cover.html?webcastId=25eaa574-5332-4c20-895d-bd4ebc192a3c>

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: 1080508. La repetición estará disponible hasta el día 21 de agosto de 2023.