

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$403 MILLONES Y UNA PÉRDIDA NETA DE US\$411 MILLONES EN EL AÑO 2023.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$91 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE DEL AÑO. ESTE TRIMESTRE SE HA CARACTERIZADO POR UNA MEJOR HIDROLOGIA Y PRESENCIA DE GAS ARGENTINO EN EL SISTEMA LO QUE HA PERMITIDO UN MENOR NIVEL DE COSTOS MARGINALES ACOMPAÑADO DE MENORES COSTOS DE GENERACIÓN DEBIDO AL MENOR PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES A NIVEL MUNDIAL.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$2.193 millones en 2023, aumentando un 14% con respecto al 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 del precio de la energía.
- **El EBITDA** del año 2023 llegó a los US\$403 millones, un aumento de US\$214 millones en comparación con el año anterior. Esto se debió principalmente al incremento de los ingresos operacionales, que superó al incremento en los costos de suministro.
- **El resultado neto del año fue una pérdida de US\$411 millones.** Este resultado se vio afectado por impactos no recurrentes en el cuarto trimestre explicados por el reconocimiento del deterioro en el valor contable de los activos de generación, a raíz del proceso de descarbonización llevado a cabo por la compañía. Excluyendo estos efectos no recurrentes, el resultado neto en 2023 habría sido una utilidad de US\$80,1 millones.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	4T22	4T23	Var %	12M22	12M23	Var%
Total ingresos operacionales	521,3	476,8	-9%	1.920,3	2.192,7	14%
Ganancia operacional	20,3	45,5	<i>n.a</i>	(0,3)	221,1	<i>n.a</i>
EBITDA	71,3	90,9	28%	189,0	402,9	113%
Margen EBITDA	13,7%	19,1%	<i>(15.6pp)</i>	9,8%	18,4%	<i>(9.8pp)</i>
Total resultado no operacional	(474,7)	(626,3)	<i>n.a</i>	(521,1)	(720,2)	<i>n.a</i>
Ganancia después de impuestos	(330,6)	(480,6)	<i>n.a</i>	(388,8)	(411,1)	<i>n.a</i>
Ganancia atribuible a los controladores	(330,6)	(480,6)	<i>n.a</i>	(388,8)	(411,1)	<i>n.a</i>
Ganancia (pérdida) por acción (US\$/acción)	(0,314)	(0,456)		(0,369)	(0,390)	
Ventas de energía (GWh)	2.940	3.050	4%	12.047	12.072	0%
Generación neta de energía (GWh)	1.275	1.000	-22%	5.593	5.493	-2%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.081	1.299	20%	4.501	3.626	-19%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	646	966	49%	2.134	3.289	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 31 de diciembre 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.

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
CUARTO TRIMESTRE DE 2023	3
TERCER TRIMESTRE DE 2023	4
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2023	5
PRIMER TRIMESTRE DE 2023.....	6
ANTECEDENTES GENERALES	7
Costos Marginales SEN.....	8
Generación	10
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	11
Cuarto trimestre de 2023 comparado con el tercer trimestre de 2023 y cuarto trimestre de 2022	11
Ingresos operacionales	11
Costos operacionales.....	12
Margen Eléctrico.....	14
Resultado operacional	14
Resultados financieros	15
Ganancia neta.....	15
Año 2023 comparado con año 2022.....	16
Ingresos operacionales	16
Costos operacionales.....	17
Resultado operacional	18
Resultados financieros	19
Liquidez y recursos de capital	20
Flujos de caja provenientes de la operación	20
Flujos de caja usados en actividades de inversión	21
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	21
Obligaciones contractuales.....	22
Política de dividendos	24
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	25
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles	26
Riesgo de tipos de cambio de monedas	27
Riesgo de tasa de interés	28
Riesgo de crédito.....	29
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 DE DICIEMBRE DE 2023	31
ANEXO 1	32
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	32
Ventas Físicas	32
Balance 34	
Principales Variaciones del Balance General	34
ANEXO 2	37
INDICADORES FINANCIEROS.....	37
CONFERENCIA TELEFÓNICA 12M23.....	39

HECHOS DESTACADOS

CUARTO TRIMESTRE DE 2023

- **En línea con su propósito de actuar para acelerar la transición energética**, ENGIE Chile comunicó a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la reconversión a gas natural de Infraestructura Energética Mejillones (IEM) y la desconexión de las unidades a carbón 1 y 2 del Complejo Térmico de Mejillones (CTM). Se informó el retiro y desconexión de las unidades CTM1 y CTM2 -que en conjunto tienen una capacidad instalada de 334 MW- para el 31 de diciembre de 2025. Respecto de IEM (377 MW), cuyo proyecto de reconversión cuenta con una Resolución de Calificación Ambiental aprobada y vigente, se espera que la referida modificación se materialice durante julio de 2026. Estas acciones están alineadas con las ambiciones del Grupo ENGIE de salir del carbón en los países en que opera.
- **Proyecto de Ley de Transición Energética**, fue aprobado por el Senado en general el 19 de diciembre. El proyecto propone una serie de medidas para reformar la actual Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), orientadas a cumplir con las metas de carbono neutralidad de Chile para 2050 establecidas en la Política Energética Nacional del año 2015 (actualizada en 2022). Este proyecto de ley, originalmente, tiene aspectos que apuntan a mejorar el marco regulatorio del sector eléctrico, tales como; permitir que las transmisoras puedan participar en diferentes segmentos para fomentar el almacenamiento; reformular el proceso de planificación energética de largo plazo efectuado por el Ministerio de Energía; introducir cambios en la ejecución de la planificación de la transmisión de modo que dicho proceso se lleve a cabo cada dos años; asignar la responsabilidad a los propietarios de llevar a cabo las licitaciones de las obras de ampliación; añadir un mecanismo alternativo al actual Artículo 102° de la LGSE para viabilizar la ejecución de obras urgentes y necesarias para la red; e incorporar un mecanismo de revisión del valor de inversión adjudicado en el caso de término anticipado del contrato para la ejecución de una obra de transmisión.
- **Hecho esencial:** En sesión de Directorio celebrada el 28 de noviembre, el Presidente don Frank Demaille comunicó su renuncia como director titular y Presidente del Directorio, por motivos personales, a partir del día 20 de diciembre de 2023. El Directorio, junto con agradecer la labor desempeñada por el Sr. Demaille y desearle éxito en sus nuevos desafíos profesionales, acordó designar como Presidente del Directorio, con vigencia a partir de la señalada fecha, al director don Aníbal Prieto Larraín.
- **Aprobación ambiental de proyecto solar Libélula:** El 23 de octubre de 2023, la Comisión de Evaluación Ambiental (Coeva) aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del “Parque Fotovoltaico Libélula” de Engie Energía Chile, concluyendo así su tramitación ambiental. El proyecto se ubicará en las comunas de Colina y Til-Til, Región Metropolitana, abarcando 265 hectáreas. El proyecto -cuya tramitación ambiental comenzó en mayo de 2021, incluyendo dos procesos de participación ciudadana- tendrá una vida útil de 34 años, contará con una potencia de 199 MW, una capacidad de producción anual de 423 GWh, y representará una inversión aproximada de US\$140 millones. Engie Chile considera la instalación y operación de aproximadamente 233.430 paneles solares bifaciales, los que tendrán una potencia nominal mínima de 620 Wp en corriente continua. La iniciativa tendrá un sistema de almacenamiento de energía BESS (Battery Energy Storage System), que permitirá almacenar la energía eléctrica generada durante el día e inyectarla al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en horas de la noche. También se construirá una subestación elevadora dentro del área del parque fotovoltaico y, para la evacuación de la energía generada, se construirá una Línea de Transmisión de Alta Tensión (LAT 1x220 kV) de 16 kilómetros de longitud, la que será conectada a la subestación El Manzano, para su conexión e inyección al SEN.
- **Importaciones de gas natural de Argentina.** El pasado 1 de octubre Argentina volvió a exportar Gas Natural en modalidad firme hacia el norte de Chile. Este hecho constituye un hito para ambos países, dado que hace más de 13 años que no sucedía. Lo anterior ocurre tras acuerdos comerciales llevados a cabo por ENGIE Chile y dos empresas productoras de Gas Natural con sede en Argentina, con quienes ENGIE en julio de este año suscribió contratos de suministro de Gas Natural. El acuerdo consiste en dos contratos que juntos totalizan un envío de 400.000 m3 por día. Este se brindará desde la cuenca Austral, utilizando la infraestructura de Transportadora de Gas del Sur S.A. y de Transportadora de Gas del Norte S.A.

- **Segunda y tercera venta de certificados de pago bajo la ley MPC (“PEC-2”):** Con fecha 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, la compañía concretó la segunda y tercera venta de documentos de pago, recibiendo recursos en efectivo por un monto total de US\$21,4 millones. Una cuarta venta de US\$9,6 millones tuvo lugar el 17 de enero de 2024.
- **Financiamiento con IFC y DEG y otras actividades financieras:** El día 19 de diciembre de 2023 la compañía giró un total de US\$200 millones bajo el financiamiento con la Corporación Financiera Internacional (IFC) y el banco alemán DEG, para el financiamiento de inversiones en proyectos renovables. Por otra parte, la compañía renovó un préstamo de US\$50 millones otorgado por el Banco de Chile, extendiendo su vencimiento al 16 de noviembre de 2026.
- **Revisión de calificación por parte de Feller Rate:** En diciembre de 2023, Feller Rate ratificó la clasificación nacional de ENGIE Energía Chile en AA- con Perspectiva Estable.

TERCER TRIMESTRE DE 2023

- **Primera venta de certificados de pago bajo la ley MPC (“PEC-2”):** Con fecha 14 de agosto de 2023 la Sociedad suscribió un acuerdo con Inter-American Investment Corporation (“IIC”) en conformidad con el cual, sujeto a ciertas condiciones, la Sociedad venderá a IIC documentos de pago (“DDP”) que resulten de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley N° 21.472, que “Crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y Establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios” (la “Ley MPC”), la Resolución Exenta N° 86 y la Resolución Exenta N° 334, ambas de la Comisión Nacional de Energía. El monto de los DDP corresponderá a la diferencia entre la facturación que hubiese resultado al aplicar las tarifas de energía y potencia definidas en los contratos de suministro suscritos entre la compañía y las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica, y la facturación efectiva de las tarifas que resulten de aplicar la Ley MPC. El 30 de agosto de 2023, la Sociedad concretó la primera venta de DDP a IIC, por lo que recibió recursos en efectivo por un monto de casi US\$200 millones, más los intereses devengados desde el 2 de agosto de 2022 hasta el 30 de agosto de 2023. Los recursos obtenidos en esta primera venta de DDP contribuyeron a mejorar la liquidez de la compañía y a reducir su nivel de endeudamiento.
- **Financiamiento con IFC y DEG y otras actividades financieras:** El día 28 de julio de 2023 la compañía recibió recursos por un total de US\$200 millones bajo el financiamiento con la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, y el banco alemán DEG, quedando otros US\$200 millones a disposición de la compañía para el financiamiento de proyectos renovables. Por otra parte, la compañía pagó un préstamo de corto plazo por US\$50 millones otorgado por Banco de Crédito del Perú, además de pagar el crédito a corto plazo otorgado por su controladora, Engie Austral, por la cantidad de US\$75 millones, con lo que la compañía logró reducir su deuda de corto plazo.
- **Aprobación de DIA del proyecto SE La Ligua:** El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) aprobó la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto Subestación (SE) La Ligua, ubicado en la comuna La Ligua, Región de Valparaíso. La iniciativa -que contempla una inversión de US\$24 millones- consiste en la construcción de una nueva SE que permitirá el seccionamiento de las líneas 2x220 kV Nogales - Los Vilos y 1x110 kV Quínquimo – Cabildo. De acuerdo al plan de expansión del sistema de transmisión zonal de energía eléctrica, impulsado por el Ministerio de Energía en el Decreto Exento N° 185, el proyecto SE La Ligua tiene como objetivo apoyar a mejorar en seguridad, continuidad y flexibilidad del SEN.
- **Aprobación del proyecto BESS Tamaya:** Durante la primera semana de agosto de 2023 se dio inicio a la construcción de un sistema de almacenamiento en base a Battery Energy Storage System (BESS) denominado BESS Tamaya, el cual recibirá la energía renovable de la Planta Solar Tamaya (114 MWac) y podrá almacenar diariamente 418 MWh de energía con una capacidad instalada de 68 MW -de más de 5 horas de almacenamiento en el inicio de su vida útil-, a través de 152 contenedores que, gracias a una solución basada en baterías de litio e integrada por la empresa Sungrow Power Supply, recibirán la energía generada por el parque

solar fotovoltaico. Esto hará más eficiente el sistema y permitirá suministrar energía renovable durante las horas de mayor demanda. BESS Tamaya supondrá una reducción de emisiones de 42.187 toneladas de CO2 al año, lo que equivale a retirar de circulación aproximadamente 14.500 vehículos de combustión convencional. Con la entrada en operación de BESS Tamaya y BESS Coya, tendremos una capacidad de almacenamiento superior a 1GWh.

- **Aprobación de DIA del proyecto Pampa Fidelia:** El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) aprobó la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto Parque Eólico Pampa Fidelia de Engie. El proyecto constará de 51 aerogeneradores ubicados a 98 kilómetros de la ciudad de Taltal, que en conjunto generarán una potencia de 336,6 MW, y representarán una inversión de US\$645 millones. El parque contará con una línea de transmisión eléctrica de 30 kilómetros que evacuará la energía generada a la futura Subestación Eléctrica Parinas, donde se conectará al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Los aerogeneradores constarán de una potencia nominal de 6,6 MWp cada uno, tendrán una altura de buje de 115 metros y poseerán tres aspas de 83,5 metros, alcanzando un diámetro de rotor de 170 metros. El proyecto estará ubicado 180 kilómetros al sur de Antofagasta, en un predio de 289 hectáreas, asignado a la compañía mediante una Concesión de Uso Oneroso (CUO) por parte del Ministerio de Bienes Nacionales para fines de generación eléctrica. La zona tiene un alto potencial eólico, dada la intensidad, frecuencia y regularidad de los vientos locales y la radiación solar. En el área del proyecto no se registran recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos, glaciares o territorios con valor ambiental.
- **Revisión de perspectiva de calificación por parte de Standard & Poor's y revisión de calificación por parte de Fitch Ratings:** El 11 de septiembre de 2023, S&P Global Ratings reafirmó la clasificación de 'BBB', retornando a Perspectiva Estable en consideración a la mejora en la liquidez de la compañía. Fitch Ratings, en tanto, ratificó la clasificación internacional de ENGIE Energía Chile en BBB y su clasificación nacional en AA-(cl), ambas con Perspectiva Estable, el 28 de julio de 2023.

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\$193,8 millones en recursos líquidos recibidos entre febrero de 2021 y mayo de 2023. El gasto financiero total durante este período ascendió a US\$79,1 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 termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural y petróleo diésel, con una creciente penetración de energías renovables, incluyendo energía solar, eólica, geotérmica y sistemas de almacenamiento. Estos últimos buscan contrarrestar la intermitencia en la producción de energía renovable, así como desacoples y vertimiento de dicha energía por limitaciones en los sistemas de transmisión. A partir de 2018, EECL comenzó su diversificación

geográfica con la adquisición de activos de generación renovable en otras regiones del país y con el inicio de contratos de suministro con distribuidoras en la región centro-sur. La entrada en operaciones de la interconexión de los sistemas a fines de noviembre de 2017, y la entrada en operaciones del Proyecto de Interconexión Cardones-Polpaico de InterChile, el 30 de mayo de 2019, permitió que se acoplaran las barras de las distintas localidades del sistema, disminuyendo el vertimiento de energía renovable que no lograba ser inyectada al sistema por la insuficiencia de la infraestructura de transmisión. Sin embargo, la mayor velocidad de instalación de proyectos de energía renovable en los últimos años ha copado la capacidad de la infraestructura de transmisión, haciendo necesaria una expansión de ésta para impedir el vertimiento de energía renovable.

Costos Marginales SEN

2022 Month	Real (Monthly Average per Node)					2023 Actual	Real (Promedio mensual por nodo)				
	Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220		Crucero	Polpaico	Charrúa	P. Montt	Temuco
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	60	59	56	48	47
Ago	101	112	100	199	90	Ago	54	52	48	36	36
Sep	84	87	82	198	70	Sep	53	50	46	32	33
Oct	83	69	61	77	54	Oct	44	41	33	35	27
Nov	112	95	86	100	72	Nov	41	33	25	20	20
Dic	96	91	89	83	61	Dec	47	41	34	49	28
YTD	101	105	104	188	98	YTD	77	81	78	102	71

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.

Las lluvias en el tercer trimestre provocaron un aumento considerable en las cotas de los embalses, incluso llevando algunas centrales a generar a potencia máxima y verter agua, con el fin de no superar sus cotas límites. Esto implicó costos marginales más bajos, los que se sostendrían hasta comienzos de 2024, considerando el pronóstico de deshielos. En el tercer trimestre el costo marginal promedio fue de 56 USD/MWh en el norte, 50 USD/MWh en el centro y 39 USD/MWh en el sur.

En el cuarto trimestre el costo marginal promedio del sistema fue de 35 USD/MWh. En la zona norte fue de 44 USD/MWh, 35 USD/MWh en el centro y 30 USD/MWh en el sur.

En términos generales, las lluvias durante el invierno de 2023 provocaron un aumento relevante de las cotas de los embalses y el volumen de nieve acumulada, lo que se refleja en el pronóstico de deshielos de noviembre de 2023 emitido por el CEN. Adicionalmente, los precios de combustibles han mostrado una tendencia a la baja en los últimos meses, lo que junto con la mayor oferta de generación por la entrada de nuevas centrales, significaría una disminución de los costos marginales durante el año 2024, si se compara con el año en curso.

Precios de Combustibles

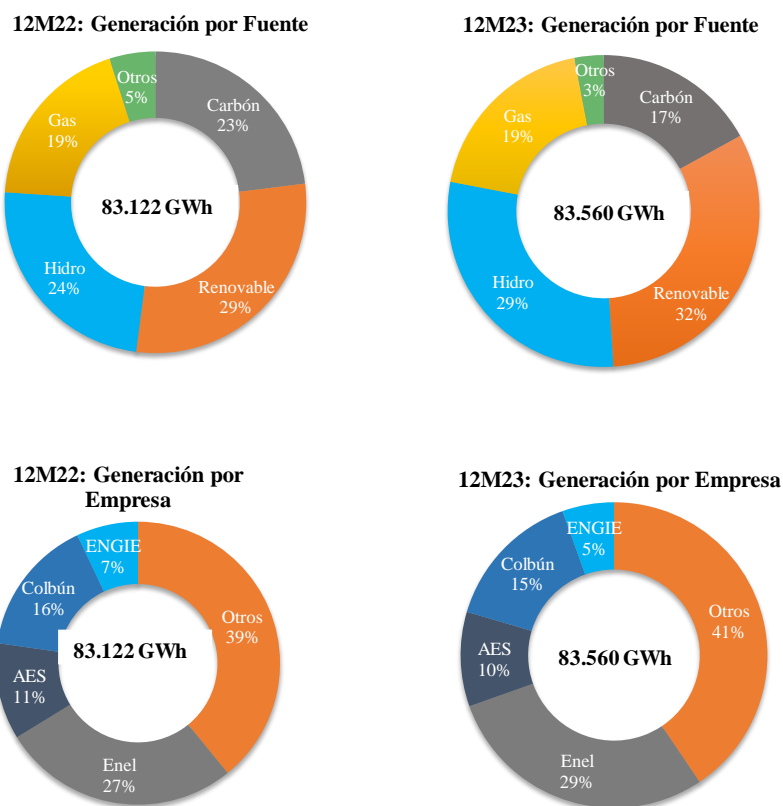
Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	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	79,6	-22%	104,5	83,9	-20%	6,50	2,16	-67%	319,3	140,3	-56%
Mayo	111,5	71,7	-36%	114,3	79,7	-30%	8,24	2,15	-74%	328,1	119,0	-64%
Junio	114,3	70,4	-38%	122,4	79,5	-35%	7,46	2,12	-72%	352,9	115,6	-67%
Julio	101,2	75,8	-25%	111,6	79,9	-28%	7,37	2,55	-65%	389,0	110,5	-72%
Agosto	93,7	81,6	-13%	100,7	86,3	-14%	8,76	2,61	-70%	364,9	117,7	-68%
Septiembre	85,4	89,6	5%	89,5	93,9	5%	7,73	2,63	-66%	328,5	123,3	-62%
Octubre	87,6	86,0	-2%	93,3	90,8	-3%	5,69	2,95	-48%	267,9	136,1	-49%
Noviembre	82,8	77,9	-6%	89,9	83,2	-7%	5,45	2,75	-50%	213,6	123,6	-42%
Diciembre	76,0	71,8	-6%	80,3	77,6	-3%	5,52	2,52	-54%	227,9	117,6	-48%

Al comparar el año 2023 con 2022 podemos observar caídas significativas en los precios internacionales de los combustibles, como se muestra en el cuadro anterior.

Generación

Los siguientes gráficos presentan un detalle de la generación eléctrica en el SEN por tipo de combustible y por empresa durante 2022 y 2023:



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La Demanda Máxima registrada durante 2023 alcanzó los 11.549,1 MWh/h en diciembre, un 0,4% inferior a la de 2022. Las ventas acumuladas a diciembre de 2023 alcanzaron los 77.314,8 GWh, mostrando un incremento de 1,4% en ventas a clientes libres y una reducción de 1,3% en el segmento de clientes regulados respecto del año 2022.

Respecto a la energía renovable, la energía solar presentó un incremento de 13% y la eólica de 12,2% respecto al año 2022. Al cierre de 2023, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 34.320 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 15.470,7 MW correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC, clasificadas según la Ley 20.257).

En cuanto a la situación hídrica para el SEN, las características del año hidrológico abr23 – mar24, al cierre de diciembre, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó el 57,8% (año del tipo medio-seco).

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

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

Resultados de las operaciones

Cuarto trimestre de 2023 comparado con el tercer trimestre de 2023 y cuarto trimestre de 2022

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	4T22		3T23		4T23		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	239,6	49%	223,2	48%	209,2	48%	-6%	-13%
Ventas a clientes regulados.....	219,3	45%	183,9	39%	171,5	40%	-7%	-22%
Ventas al mercado spot.....	27,0	6%	62,4	13%	51,6	12%	-17%	91%
Total ingresos por venta de energía y potencia	485,8	93%	469,5	92%	432,4	91%	-8%	-11%
Ventas de gas.....	7,6	1%	12,7	2%	13,2	3%	4%	75%
Otros ingresos operacionales.....	27,9	5%	29,7	6%	31,2	7%	5%	12%
Total ingresos operacionales.....	521,3	100%	512,0	100%	476,8	100%	-7%	-9%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.773	60%	1.725	56%	1.783	58%	3%	1%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.149	39%	1.289	42%	1.220	40%	-5%	6%
Ventas de energía al mercado spot.....	18	1%	65	2%	47	2%	-28%	160%
Total ventas de energía.....	2.940	100%	3.079	100%	3.050	100%	-1%	4%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(1)	135,1		129,4		117,4		-9%	-13%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (2)	190,8		142,6		140,6		-1%	-26%

En el cuarto trimestre de 2023, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$432,4 millones, disminuyendo un 11% (US\$7,7 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta caída se explica por menores ventas, tanto a clientes libres como regulados, y a menores precios.

La caída en las tarifas a clientes regulados responde a disminuciones en los índices de inflación y en los precios de combustibles utilizados en las fórmulas de indexación de los contratos que se reflejan en este cuarto trimestre de 2023.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron un 8% (US\$37,1 millones), debido a menores volúmenes de venta a clientes regulados y caídas en los precios promedio monómicos, tanto de clientes no regulados como regulados.

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 cuarto trimestre de 2023, las ventas físicas al mercado spot (excluyendo las inyecciones de Kelar (168 GWh) fueron de 47 GWh. En el

tercer trimestre de 2023, las ventas físicas al mercado spot (excluyendo las inyecciones de Kelar (397 GWh) fueron de 65 GWh.

Durante el cuarto trimestre, las ventas de gas se mantuvieron en niveles similares al trimestre anterior debido a que no se realizaron ventas puntuales de gas en este trimestre. 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\$)									
	4T22		3T23		4T23		% Variación		
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A	
Costos de la operación									
Combustibles.....	(154,9)	31%	(120,7)	33%	(99,1)	23%	-18%	-36%	
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(210,2)	42%	(189,2)	41%	(182,7)	42%	-3%	-13%	
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(49,9)	10%	(44,2)	8%	(44,3)	10%	0%	-11%	
Otros costos directos de la operación	(85,1)	17%	(74,4)	16%	(95,7)	22%	29%	12%	
Total costos directos de ventas.....	(500,2)	100%	(428,5)	99%	(421,8)	98%	-2%	-16%	
Gastos de administración y ventas.....	(6,3)	1%	(9,6)	2%	(13,8)	3%	43%	118%	
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,1)	0%	(1,2)	0%	(1,0)	0%	-9%	-3%	
Otros ingresos/costos de la operación...	6,5	-1%	5,0	-1%	5,4	-1%			
Total costos de la operación.....	(501,1)	100%	(434,3)	100%	(431,3)	100%	-1%	-14%	
Estadísticas físicas (en GWh)									
Generación bruta de electricidad.....									
Carbón.....	687	50%	128	22%	433	41%	239%	-37%	
Gas.....	289	21%	757	53%	205	19%	-73%	-29%	
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	1	0%	3	0%	0	0%	-97%	-92%	
Hidro/Solar/Eólico.....	390	29%	436	25%	415	39%	-5%	6%	
Total generación bruta.....	1.368	100%	1.324	100%	1.054	100%	-20%	-23%	
Menos Consumos propios.....	(92)	-7%	(28)	-4%	(53)	-5%	92%	-42%	
Total generación neta.....	1.275	42%	1.297	53%	1.000	31%	-23%	-22%	
Compras de energía en el mercado spot.....	1.081	36%	1.078	19%	1.299	40%	21%	20%	
Compras de energía bajo contrato	646		800		966	30%	21%	49%	
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	3.002	100%	3.175	100%	3.265	100%	3%	9%	

La generación bruta de electricidad se redujo en un 23% con respecto al mismo trimestre del año anterior y en un 20% con respecto al trimestre anterior. Se registró una mayor generación a carbón debido principalmente al orden de mérito. Hubo una menor generación con gas producto de la mayor generación hidráulica y solar en el sistema. La generación con gas en el cuarto trimestre incluye 168 GWh generados en la central Kelar bajo un contrato de maquila, para compensar la menor generación a carbón y utilizar gas natural principalmente durante las horas de menor generación renovable.

La generación renovable se incrementó en este periodo, respecto al cuarto trimestre de 2022 (6%). Los parques renovables que han ingresado al portafolio de Engie a la fecha incluyen (i) el Parque Eólico Calama (151,2 MW) a fines de 2021, (ii) el parque fotovoltaico Tamaya (114MWac), con inicio de operación comercial en enero de 2022, (iii) los parques fotovoltaicos Capricornio (88 MWac), con inyecciones a partir de abril de 2022, y Coya (180 MWac), a partir de agosto 2022, así como (iv) la incorporación de los parques eólicos San Pedro a mediados de diciembre de 2022. El parque fotovoltaico Coya obtuvo su COD el 24 de marzo de 2023. La generación con renovables disminuyó en un 5% con respecto al tercer trimestre del año.

En el cuarto trimestre de 2023, el ítem de costo de combustibles presentó una disminución de 18% con respecto al trimestre inmediatamente anterior producto tanto de los menores precios de combustibles como de la menor generación propia. Con respecto al cuarto trimestre de 2022, el costo de combustibles se redujo en un 36%, debido a la reducción que han experimentado los precios de combustibles durante 2023.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' disminuyó respecto a los periodos anteriores, fundamentalmente por los menores costos marginales o precios spot promedio, aun cuando los volúmenes de energía comprada en el mercado spot aumentaron significativamente en este periodo así como también lo hicieron las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores. Éstas llegaron a 966 GWh en el trimestre en comparación con 646 GWh en el mismo trimestre del año anterior. En el cuarto trimestre de 2023, se observó un aumento del aporte hídrico, mayor generación solar y la presencia de suministro de gas argentino en el sistema, lo que se tradujo en una baja en los costos marginales. Esto también está reflejando el menor costo del carbón en el sistema por la caída de precios y el consumo gradual de los inventarios comprados a precios altos en el segundo semestre de 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. Estos costos aumentaron respecto al trimestre anterior principalmente por mayores bonos, indemnizaciones y mantenimientos.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), muestran un aumento respecto a 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\$1,3 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>	<u>3T23</u>	<u>4T23</u>	<u>2023</u>
Margen Eléctrico										
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	365,8	441,3	461,8	485,8	1.754,7	531,8	552,3	469,5	432,4	1.986,0
Costo de combustible.....	(128,4)	(203,2)	(161,7)	(154,9)	(648,2)	(177,3)	(194,2)	(120,7)	(99,1)	(591,3)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(163,0)	(212,0)	(213,1)	(210,2)	(798,3)	(219,4)	(224,3)	(189,2)	(182,7)	(815,6)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	74,4	26,1	87,0	120,7	308,2	135,1	133,8	159,6	150,6	579,1
Margen eléctrico	20%	6%	19%	18%	18%	25%	24%	34%	35%	29%

En el cuarto trimestre de 2023, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$29,9 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales de un 18% a un 35% de los ingresos por ventas de energía y potencia. Esto se debió a la reducción en los costos de combustibles, así como también a menores costos de las compras al mercado spot, que en su conjunto representaron una caída de 23%, mientras que hubo un incremento en los ingresos por ventas de energía y potencia de un 11%. En tanto, respecto al trimestre anterior, hubo una disminución de US\$9 millones en la utilidad bruta del negocio, pasando, sin embargo, de un margen porcentual de 34% a 35%. Hubo menores ingresos por ventas de energía y potencia (US\$37,1 millones) por la caída de los precios medios de la energía vendida debido a la disminución en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón). Además se observa un menor costo, tanto de combustibles (US\$21,6 millones) explicado por la caída de precios y la menor generación propia en el período, así como también por un menor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$6,5 millones), principalmente debido a los menores costos marginales en el sistema.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	<u>4T22</u>		<u>3T23</u>		<u>4T23</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	521,3	100%	512,0	100%	476,8	100%	-7%	-9%
Total costo de ventas	(500,2)	-96%	(428,5)	-89%	(421,8)	-88%	-2%	-16%
Ganancia bruta.....	21,2	4%	83,4	11%	55,0	12%	-34%	160%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(0,9)	0%	(5,8)	-1%	(9,4)	-2%	63%	955%
Ganancia Operacional.....	20,3	4%	77,6	10%	45,5	10%	-41%	124%
Depreciación y amortización.....	51,0	10%	45,3	8%	45,4	10%	0%	-11%
EBITDA.....	71,3	13,7%	123,0	17,3%	90,9	19,1%	-26%	28%

El EBITDA del cuarto trimestre de 2023 llegó a US\$90,9 millones, una disminución de 26% con respecto al trimestre anterior, y un aumento de 28% con respecto al cuarto trimestre de 2022, debido principalmente a la recuperación en el margen eléctrico comentada en el párrafo anterior.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>4T22</u>		<u>3T23</u>		<u>4T23</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A</u>
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	1,5	0%	14,0	2%	3,2	1%	-77%	108%
Gastos financieros.....	(19,3)	-4%	(31,2)	-5%	(26,2)	-4%	-16%	35%
Diferencia de cambio.....	(9,2)	-2%	(3,2)	-1%	1,6	0%	n.a.	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(447,6)	-93%	0,4	0%	(604,9)	-98%	n.a.	n.a.
Total resultado no operacional	(474,7)	-99%	(19,9)	-3%	(626,3)	-102%		
Ganancia antes de impuesto.....	(454,4)	-94%	57,7	10%	(580,8)	-94%	n.a.	28%
Impuesto a las ganancias.....	123,8	26%	(15,1)	-3%	100,2	16%	n.a.	-19%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	(330,6)	-69%	42,7	7%	(480,6)	-78%	n.a.	n.a.
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(330,6)	-69%	42,7	7%	(480,6)	-78%	n.a.	n.a.
Ganancia por acción.....	(0,314)	0%	0,040	0%	(0,456)	0%		

En el cuarto trimestre de 2023 se registró una disminución de US\$5 millones en gastos financieros, en comparación con el tercer trimestre de 2023 por una mayor capitalización de intereses asociados a los proyectos. En comparación con el cuarto trimestre de 2022, el aumento en gastos financieros fue de US\$6,9 millones. El incremento se debió a (1) mayores niveles de deuda de la compañía para solventar 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 y los mayores saldos de caja también explican el aumento en los ingresos financieros en comparación con el cuarto trimestre de 2022, aunque en comparación con el tercer trimestre se observa una caída producto de los intereses recibidos en el 3T23 por la venta de documentos de pago relacionados con el PEC-2 por un total de US\$10,7 millones.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$1,6 millones en el 4T23, la que se compara favorablemente con una pérdida de US\$3,2 millones en el tercer trimestre y una pérdida de US\$9,2 millones en el cuarto 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.

En el cuarto trimestre de 2023 se registraron otros gastos fuera de la operación de US\$604,9 millones que incluyen impactos no recurrentes relacionados al reconocimiento del deterioro en el valor contable de activos de generación a base de carbón, particularmente las unidades CTA y CTH, que dejarán de operar con dicho combustible a partir de 2026. Además, esta partida incluye un aumento de US\$18,1 millones en la provisión de desmantelamiento. El efecto, neto de impuestos, de este *impairment* sobre el resultado neto del cuarto trimestre de 2023 fue una pérdida de US\$491,1 millones, lo que compara con el impacto neto negativo de US\$325 millones registrado en el cuarto trimestre de 2022 debido a un ejercicio similar realizado a fines de ese año.

Ganancia neta

En el cuarto trimestre de 2023, el resultado neto después de impuestos registró una pérdida de US\$480,6 millones, un deterioro respecto a todos los períodos anteriores, debido principalmente al impacto no recurrente del deterioro en el valor de ciertos activos.

De no haberse aplicado estas pruebas de deterioro, que se tratan de impactos no recurrentes, el resultado neto del cuarto trimestre de 2023 habría sido una utilidad de US\$10,6 millones, que compara favorablemente con la pérdida de US\$5,6 millones del cuarto trimestre de 2022. En comparación con el tercer trimestre de 2023, el resultado neto antes de impactos no recurrentes registró una disminución de US\$32,1 millones debido a que en el

3T23 hubo buenos resultados operacionales y se registró un ingreso financiero de US\$10,7 millones luego de la venta de documentos de pago del “PEC-2”. Al igual que en el último trimestre de 2022, el impuesto a la renta del cuarto trimestre de 2023 registró un valor neto positivo debido a impuestos diferidos y el deterioro de impuestos diferidos.

Año 2023 comparado con año 2022

Ingresos operacionales

Información a diciembre (en millones de US\$)

	12M22		12M23		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	877,7	50%	884,2	45%	6,6	1%
Ventas a clientes regulados.....	772,8	44%	827,7	42%	54,9	7%
Ventas al mercado spot.....	104,2	6%	274,0	14%	169,8	163%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	1.754,7	91%	1.986,0	91%	231,3	13%
Ventas de gas.....	48,9	3%	81,2	4%	32,3	66%
Otros ingresos operacionales.....	116,7	6%	125,6	6%	8,9	8%
Total ingresos operacionales.....	1.920,3	100%	2.192,7	100%	272,4	14%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	7.074	59%	6.902	57%	-173	-2%
Ventas de energía a clientes regulados.....	4.735	39%	5.011	42%	276	6%
Ventas de energía al mercado spot.....	238	2%	160	1%	-78	-33%
Total ventas de energía.....	12.047	100%	12.072	100%	25	0%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)	124,1		128,1		4,1	3%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)	163,2		165,2		2,0	1%

En 2023, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.986 millones, aumentando un 13% (US\$231,3 millones) con respecto al año 2022, debido a la recuperación de la demanda de clientes regulados, principalmente, y a los mayores precios promedio monómicos, tanto para clientes libres como 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 2% en las ventas a clientes libres, y un alza 6% en las ventas a clientes regulados.

En términos físicos, las ventas al mercado spot disminuyeron debido a las ventas de la generación de CTH y Los Loros en los dos primeros meses de 2022, lo que fue parcialmente compensado por ventas de Eólica Monte Redondo en ambos períodos debidas al vencimiento de uno de sus contratos de suministro a fines de 2021. Cabe destacar que en términos físicos no estamos incluyendo las inyecciones de energía al sistema de la Central Kelar bajo el contrato de maquila con EECL, las que llegaron a 1,281 GWh en el año 2023, ya que éstas quedaron registradas en nuestra generación con gas. Sin embargo, en términos monetarios, las ventas de la Central Kelar quedaron registradas como ventas al mercado spot, lo que explica el aumento sustancial de esta partida, la que además incluye pagos por reliquidaciones de potencia y de energía efectuadas según el CEN.

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 2023, la compañía realizó compras de gas en el mercado spot que le permitieron generar en sus propias plantas además de generar a través de un contrato de maquila en la planta Kelar. Dichos volúmenes de gas le permitieron incrementar también sus ventas de gas al mercado. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). 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 de forma retroactiva, conforme a lo establecido en la Ley Eléctrica. 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 diciembre (en millones de US\$)

	<u>12M22</u>		<u>12M23</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Costos de la operación						
Combustibles.....	(648,2)	34%	(591,3)	30%	-56,9	-9%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(798,3)	42%	(815,6)	41%	17,2	2%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(185,3)	10%	(176,9)	9%	-8,4	-5%
Otros costos directos de la operación	(269,1)	14%	(358,0)	18%	88,9	33%
Total costos directos de ventas.....	(1.901,0)	99%	(1.941,9)	98%	40,9	2%
Gastos de administración y ventas.....	(33,8)	2%	(43,9)	2%	10,1	30%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(4,1)	0%	(4,9)	0%	0,8	20%
Otros ingresos/costos de la operación...	18,3	-1%	19,0	n.a.		
Total costos de la operación.....	(1.920,6)	100%	(1.971,7)	100%	51,0	3%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	3.503	57%	1.291	23%	-2.211	-63%
Gas.....	1.439	24%	2.723	48%	1.284	89%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	19	0%	14	0%	-5	-29%
Hidro/Solar.....	1.139	19%	1.670	29%	531	47%
Total generación bruta.....	6.100	100%	5.698	100%	-402	-7%
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(507)	-8%	(205)	-4%	301	-59%
Total generación neta.....	5.593	46%	5.493	44%	-101	-2%
Compras de energía en el mercado spot.....	4.501	37%	3.626	29%	-875	-19%
Compras de energía contrato puente.....	2.134	17%	3.289	27%	1.156	54%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	12.228	100%	12.408	100%	180	1%

La generación bruta de electricidad disminuyó un 7% con respecto al año 2022, especialmente por la disminución de la generación en base a carbón, debido principalmente a la falla de la planta IEM entre febrero y mayo de 2023, así como por un menor despacho por orden de mérito de centrales carboneras a partir de agosto por el mayor aporte de la hidroelectricidad y generación con gas argentino. La generación en base a gas aumentó en un 89%, lo que compensó la baja en generación con carbón ya mencionada, y permitió contar con generación disponible en horas punta durante el primer semestre de 2023 en que se mantuvo la extrema sequía que afectaba al país con escaso aporte de generación hidráulica. La generación renovable se incrementó en 531 GWh (47%)

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 2023, el costo de combustibles cayó un 9% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Los precios de combustibles comenzaron a bajar significativamente durante el segundo trimestre, lo que permitió esta disminución en la partida de costos, a pesar del aumento de volumen de compras de gas a mayores precios que los del contrato de suministro que no fuera honrado por nuestro principal proveedor de gas, por un volumen equivalente a 13,2 TBtu.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$17,2 millones (2%) con respecto al mismo periodo del año anterior. En este ítem se incluyen las compras de energía bajo contratos de respaldo con otras generadoras, cuyo nivel de contratación aumentó de 2,1 TWh en 2022 a 3,2 TWh en 2023, lo que explica el aumento sustancial de esta partida, ya que hubo menores volúmenes de energía comprados y menores precios realizados en promedio en el año al momento de comprar dicha energía. En 2023, el costo de la depreciación disminuyó levemente en comparación con los del año 2022, debido a los efectos contrapuestos entre *impairments* y alzas de activos fijos explicadas por los nuevos proyectos.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantenimiento (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. El incremento de US\$88,9 millones de este ítem en comparación con el año 2022 se debe principalmente a aumentos en (i) el costo de venta de combustibles por las mayores ventas de gas (US\$43,3 millones), (ii) costos de beneficios al personal (US\$16,8 millones), (iii) costos por servicios de mantenimiento (US\$13,8 millones), (iv) costos de peajes de transmisión (US\$11,5 millones), (v) costos por servicios de terceros (US\$10,9 millones) y (vi) primas de seguros (US\$5 millones).

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), se incrementaron en un 30% respecto al 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\$3,4 millones en 2023.

Resultado operacional

Información a diciembre 2023 (en millones de US\$)

EBITDA	12M22		12M23		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.920,3	100%	2.192,7	100%	272,4	14%
Total costo de ventas	(1.901,0)	99%	(1.941,9)	89%	40,9	2%
Ganancia bruta.....	19,3	1%	250,8	11%	231,5	n.a.
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(19,7)	1%	(29,8)	1%	10,1	52%
Ganancia Operacional.....	(0,3)	0%	221,1	10%	221,4	n.a.
Depreciación y amortización.....	189,4	10%	181,8	8%	-7,6	-4%
EBITDA.....	189,0	9,8%	402,9	18,4%	213,8	113%

El EBITDA en 2023 alcanzó los US\$402,9 millones, un aumento de 113% o de US\$213,8 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 diciembre (en millones de US\$)

	12M22		12M23		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	16,8	2%	23,4	2%	6,6	40%
Gastos financieros.....	(75,5)	-8%	(127,8)	-11%	-52,3	69%
Diferencia de cambio.....	(14,7)	-2%	(2,3)	0%	12,4	-84%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	(447,7)	-50%	(613,5)	-51%	-165,8	n.a.
Total resultado no operacional	(521,1)	-58%	(720,2)	-60%		
Ganancia antes de impuesto.....	(521,4)	-58%	(499,1)	-41%	22,3	n.a.
Impuesto a las ganancias.....	132,7	15%	88,1	7%	-44,6	-34%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	(388,8)	-43%	(411,1)	-34%	-22,3	n.a.
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(388,8)	0%	(411,1)	0%	-22,3	n.a.
Ganancia por acción.....	(0,369)	0%	(0,390)	0%		

El aumento de US\$52,3 millones en gastos financieros en 2023 en comparación con el año anterior se debió principalmente al aumento progresivo 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 costo medio de la deuda sufrió un aumento debido al alza generalizada de tasas de interés en los mercados globales. De esa forma, la tasa cupón promedio de la deuda financiera de la compañía subió de 4,2% en 2022 a 5,4% en 2023. La variación en el gasto financiero también incluyó el efecto de 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 2023 este gasto alcanzó US\$12,6 millones, en tanto en 2022 se registraron US\$15,4 millones.

Los ingresos financieros reportaron un aumento de US\$6,6 millones, alcanzando un total de US\$23,4 millones en 2023, en parte debido a US\$10,7 millones de intereses reconocidos por la venta de documentos de pago correspondientes a la ley “PEC-2” en agosto de 2023.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$2,3 millones en 2023, la que compara favorablemente con una pérdida de US\$14,7 millones en 2022 producto de la volatilidad cambiaria con tendencia a la apreciación del peso chileno durante gran parte de los primeros nueve meses de 2023 en contraposición a la depreciación del peso chileno durante 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 2023 la compañía registró una pérdida neta de US\$411,1 millones, lo que compara con una pérdida neta de US\$388,8 millones en 2022. En ambos períodos, las pérdidas se debieron principalmente a los impactos no recurrentes explicados por el reconocimiento del deterioro en el valor contable de los activos de generación no renovable. El efecto neto de impuestos sobre el resultado del ejercicio fue de US\$491,1 millones en 2023 y de US\$325 millones en 2022.

El resultado operacional, en tanto, tuvo un marcado repunte en 2023, con un crecimiento de 113% en EBITDA, el que llegó a US\$402,9 millones.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de diciembre de 2023, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$301,3 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.110 millones¹, incluyendo US\$286,1 millones de deuda con vencimiento 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. La compañía giró los primeros US\$200 millones de este financiamiento a fines de julio y los restantes US\$200 millones en diciembre de 2023, los que se encuentran a su disposición para financiar inversiones en activos renovables. Asimismo, la empresa monetizó los primeros tramos de documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a la segunda ley de estabilización de precios a clientes regulados (ley MPC o “PEC-2”), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo. Los fondos provenientes de las tres primeras monetizaciones alcanzaron un valor de US\$232,1 millones incluyendo intereses. La compañía espera recibir alrededor de US\$40 millones durante el transcurso de 2024 bajo el programa PEC-2 y más de US\$250 millones adicionales de aprobarse e implementarse los mecanismos de un tercer programa de precios estabilizados. Estos recursos están ayudando a (i) recomponer la liquidez afectada desde 2020 por los mecanismos de estabilización de precios, (ii) ayudar a financiar las inversiones requeridas para la transición energética y (iii) extender el perfil de vencimientos de la deuda.

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

Estado de flujo de efectivo	2022	2023
Flujos de caja netos provenientes de la operación	(428,7)	346,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(318,1)	(512,7)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	662,8	331,1
Cambio en el efectivo	(84,0)	164,4

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación registró una notoria mejoría en 2023. El Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$346 millones. Esta cifra se obtiene de la siguiente forma: El flujo de caja de la operación propiamente tal habría representado una entrada neta de efectivo de US\$507,4 millones, principalmente debido a una posición de mercado más balanceada, mayores precios de la energía vendida, menores compras de combustible y la caída del precio del carbón. Sin embargo, estos flujos de efectivo sólo pudieron materializarse parcialmente debido a la menor recaudación a clientes regulados producto de la ley de precio estabilizado, que significó una acumulación neta de saldos por cobrar de US\$241,5 millones. Por lo tanto, el flujo de caja operacional efectivo fue de US\$265,9 millones. A este valor se le debe agregar US\$38,2 millones recibidos en efectivo por la última venta de cuentas por cobrar del PEC-1 y US\$228,7 millones recibidos por las tres primeras ventas de documentos de pago correspondientes al PEC-2. Luego, se deben descontar (i) pagos de intereses por US\$99,2 millones (US\$109,3 millones pagados menos US\$10,1 millones incluidos como inversiones en activo fijo), así como (ii) pagos por impuestos a la renta e impuestos verdes de US\$50,1 millones, y (iii) primas de seguro por US\$38 millones. De esta forma, se obtienen los US\$346 millones registrados en el flujo de efectivo.

⁽¹⁾ Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y difieren de los montos de deuda reportados 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.

En 2022, en tanto, el flujo operacional representó una salida neta de efectivo de US\$428,7 millones, mientras que la compañía recibió ingresos por la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por US\$39,3 millones.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En 2023, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$512,7 millones, principalmente por US\$534,60 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo el proyecto de almacenamiento de energía, BESS Coya, y el Parque Eólico Lomas de Taltal, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenciones mayores de activos de generación y transmisión, como se detalla en el siguiente cuadro.

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue superior a lo invertido en 2022, donde alcanzó US\$318,1 millones, relacionados con inversiones en los parques fotovoltaicos Tamaya, Capricornio y Coya, pagos finales relacionados con el Parque Eólico Calama, y la compra de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Esta adquisición se hizo mediante la compra de acciones de las sociedades dueñas de dichos parques y pagos de deuda, representando un egreso neto de caja de US\$116,3 millones en 2022.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en los años 2022 y 2023 ascendieron a US\$197,4 millones y US\$534,6 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro. Si a la cifra de 2022 se le agregan los pagos por la inversión en la compra de los parques eólicos en Chiloé, ésta habría alcanzado US\$313,7 millones.

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

CAPEX	<u>2022</u>	<u>2023</u>
Subestaciones de transmisión.....	20,7	62,2
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	22,1	37,9
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión fotovoltaicos.....	4,0	2,9
eólicos.....	109,5	215,0
Otros.....	19,5	207,4
	21,6	9,2
Total inversión en activos fijos	197,4	534,6

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En 2023 se registraron activaciones de intereses por US\$10,1 millones, mientras en 2022 los intereses activados ascendieron a US\$8,4 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En 2023, los flujos relacionados con actividades de financiamiento incluyeron (i) la renovación de créditos de corto plazo con BCP y Banco Santander por un total de US\$80 millones, (ii) un nuevo financiamiento de US\$50 millones a un año plazo otorgado por Banco Estado, (iii) el desembolso de US\$93 millones bajo el préstamo de US\$170 millones a 5 años otorgado por Banco Santander el 15 de diciembre de 2022 para la compra de las sociedades dueñas de los parques eólicos San Pedro en Chiloé, (iv) dos desembolsos por un total de US\$400 millones bajo del financiamiento otorgado por IFC y DEG, (v) el 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 2022, (vi) el pago de varios otros préstamos (US\$125 millones incluyendo Banco Santander (US\$25 millones), Itaú (US\$30 millones), BCP (US\$70 millones)) y (vii) la renovación de un crédito de US\$50 millones con el Banco de Chile a un nuevo plazo de 3 años. Otros pagos incluyeron intereses de los bonos 144-A, de los financiamientos de Scotiabank,

Santander y BID Invest, y de préstamos de corto plazo, los que están reflejados en los flujos provenientes de la operación

Por otra parte, en abril de 2023 la compañía giró US\$75 millones de una línea de financiamiento de US\$150 millones otorgada por su matriz, ENGIE Austral S.A., para financiar compras de activos fijos y de GNL. Dicho préstamo fue pagado íntegramente en agosto de 2023.

En 2022, los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento incluyeron (i) los créditos de corto plazo que representaron un aumento total de US\$305 millones, (ii) un crédito de US\$35 millones a 18 meses con BCI, (iii) un crédito de US\$250 millones a 5 años otorgado por Scotiabank y (iv) un préstamo a 5 años con Banco Santander por US\$77 millones para la compra de acciones de las sociedades dueñas de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. La deuda de la compañía a fines de 2022 también se vio aumentada por la absorción de deuda de Energías de Abtao (dueña del Parque Eólico San Pedro 2 en Chiloé) por casi US\$80 millones que fue íntegramente pagada en 2023.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre de 2023.

Obligaciones Contractuales al 31/12/23					
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)					
	<u>Total</u>	<u>< 1 año</u>	<u>1 - 3 años</u>	<u>3 - 5 años</u>	<u>Más de 5 años</u>
Deuda bancaria.....	1.260,0	286,1	141,9	529,5	302,5
Deuda intercompañía.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	850,0	-	350,0	-	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	51,7	1,8	4,3	5,2	40,4
Leasing financiero - NIIF 16	106,6	5,4	10,3	7,0	84,0
Costo financiero diferido.....	(18,9)	-	(7,2)	(6,4)	(5,2)
Intereses devengados.....	39,2	39,2	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	14,9	6,5	8,4	-	-
Total	2.303,6	338,9	507,6	535,2	921,8

Notas:

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

Al 31 de diciembre de 2023, la deuda consolidada total de EECL ascendía a US\$2.110 millones (US\$2.303,6 millones incluyendo operaciones de arrendamiento financiero, intereses devengados y costos diferidos).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$338,9 millones incluyendo arrendamientos e intereses devengados. La deuda bancaria con vencimiento inferior a un año llegó a US\$265 millones. La deuda de corto plazo incluía (i) un crédito de US\$50 millones con Banco Estado con vencimiento en enero de 2024, que fue renovado y extendido a un plazo de 2 años en enero de 2024, (ii) un préstamo de US\$30 millones con Banco Santander, que fue prepago, también en enero de 2024, (iii) un préstamo con BCI por US\$35 millones con vencimiento en mayo de 2024, (iv) un préstamo de US\$100 millones con Scotiabank con vencimiento en octubre de 2024, y (v) un préstamo de US\$50 millones con BCI con vencimiento en noviembre de 2024. La porción de deuda a corto plazo incluye la primera cuota de capital del financiamiento de IFC y DEG por un valor de US\$21,1 millones pagadera el 15 de julio de 2024. Estos créditos están denominados en dólares y, con la excepción del financiamiento IFC/DEG, devengan una tasa de interés fija y se encuentran documentados con pagaré simple, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales y financieras y con opción de prepago. Para reducir su exposición al riesgo de fluctuaciones en la tasa de interés, la compañía tomó un derivado con el Banco de Chile para pasar un 60% del financiamiento a tasa variable de IFC/DEG, basada en la tasa SOFR compuesta diariamente, a tasa fija.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$973,9 millones al 31 de diciembre de 2023 (US\$50 millones con Banco de Chile, US\$250 millones con Scotiabank, US\$170 millones con un grupo de bancos liderado por Banco Santander, US\$125 millones con BID Invest, y US\$378,9 millones con IFC y DEG). 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 (CO₂) producto del cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por la del parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento estableció un precio mínimo para las emisiones reconocido por medio de una menor tasa de interés en el préstamo del CTF. En caso de crearse un mercado de carbono durante la vigencia del préstamo, tanto CTF como ENGIE compartirán cualquier excedente sobre el precio mínimo del carbono incorporado en el mecanismo piloto. Este préstamo fue desembolsado el 27 de agosto de 2021. Al 31 de diciembre de 2023 tenía una vida promedio remanente de 6 años. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman US\$110 millones y su tasa base cambió de LIBOR 180 días a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. La compañía tomó un contrato swap con el Banco de Chile para fijar la tasa de interés por hasta un 50% del monto nominal de la deuda, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un monto inicial de US\$55 millones.

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

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. En noviembre de 2023, la compañía renovó el préstamo que mantenía con Banco de Chile por US\$50 millones, extendiendo su fecha de vencimiento al 16 de noviembre de 2026.

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

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 prepago este financiamiento con los recursos provenientes del segundo desembolso del préstamo con Banco Santander descrito en el párrafo anterior.

A fines de junio de 2023, la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, anunció la firma de un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad para ENGIE Energía Chile S.A. (ENGIE Chile). Este financiamiento, unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo

bancario de fomento KFW, alcanza un monto comprometido total de US\$400 millones a 10 años plazo. El propósito de este financiamiento es el de financiar inversiones en proyectos renovables, en línea con el plan de transformación energética de la compañía, ayudando a la compañía a pasar de la generación de energía en base a combustibles fósiles a la generación de energía renovable, y a la instalación de sistemas de almacenamiento (Battery Energy Storage System – BESS). El financiamiento incluye US\$200 millones provistos por IFC, US\$114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, US\$35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por US\$50 millones. Este financiamiento es pagadero en 19 cuotas semestrales iguales comenzando el 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. El día 28 de julio de 2023 la compañía recibió recursos por un total de US\$200 millones bajo este financiamiento, quedando otros US\$200 millones a disposición de la compañía para el financiamiento de proyectos renovables, los que fueron desembolsados el día 19 de diciembre de 2023. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo un 60% del monto nocional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto nocional inicial de US\$240 millones, quedó fija en 3,815% anual.

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\$51,7 millones.

Al 31 de diciembre de 2023, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$106,6 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16. Cabe notar que durante 2023, la compañía renunció a una de las concesiones onerosas sobre terrenos que mantenía en la zona de Taltal y más tarde renunció a una concesión onerosa sobre un paño vecino al Parque Eólico Calama, lo que contribuyó a explicar la disminución en el valor de estas obligaciones.

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 trimestralmente. 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 materializó 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 ha implementado una estrategia de cobertura para 2024 para cubrir su exposición larga a Henry Hub. Entre 2021 y el primer semestre 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, hasta el primer semestre de 2023, 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 siguientes decretos de precio de nudo, se realizaron transacciones similares el 4 de marzo de 2022 para el cuarto grupo de cuentas por cobrar, el 14 de julio de 2022 para el quinto grupo de cuentas por cobrar y el 12 de mayo de 2023 para el sexto grupo. 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 tuvo 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 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, tuvieron lugar las primeras ventas de documentos de pago emitidos bajo programa PEC-2 que no estuvieron sujetas a descuentos financieros, y que resultaron en ingresos de caja de US\$232,1 millones incluyendo intereses.

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”. Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto nocional total de US\$120 millones con vencimientos mensuales de entre US\$8 y US\$12 millones por mes entre enero y diciembre de 2024 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 notional total de US\$62,4 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 hasta 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 31 de diciembre de 2023, un 99,1% 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 31 de diciembre de 2023, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de US\$106,6 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 notional 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 31 de diciembre de 2023, un 83,8% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 16,2% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (US\$55 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$51 millones del préstamo con Santander y US\$160 millones del financiamiento del IFC y DEG).

Al 31 de diciembre de 2023
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028 v más</u>	<u>Total</u>
Tasa Variable							
(US\$)	7.7750% p.a.	-	1,4	2,5	4,4	46,8	55,0
(US\$)	6.6646% p.a.	-	-	-	75,0	-	75,0
(US\$)	7.8822% p.a.	-	-	-	51,0	-	51,0
(US\$)	8.0668% p.a.	8,4	16,8	16,8	16,8	101,1	160,0
Total Tasa Variable		8,4	18,2	19,3	147,2	147,8	341,0
Tasa Fija							
(US\$)	6.6442% p.a.	265,0	-	-	-	-	265,0
(US\$)	7.2500% p.a.	-	-	50,0	-	-	50,0
(US\$)	4.1724% p.a.	-	-	-	175,0	-	175,0
(US\$)	1.0000% p.a.	-	-	-	-	15,0	15,0
(US\$)	6.0430% p.a.	-	-	-	119,0	-	119,0
(US\$)	6.5786% p.a.	-	1,4	2,5	4,4	46,8	55,0
(US\$)	6.5320% p.a.	12,6	25,3	25,3	25,3	151,6	240,0
(US\$)	3.4000% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	4.5000% p.a.	-	350,0	-	-	-	350,0
Total Tasa Fija		277,6	376,6	77,7	323,7	713,3	1.769,0
TOTAL		286,1	394,9	97,1	470,9	861,1	2.110,0

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, tales como cooperativas. 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 ha comenzado a emitir Documentos de Pago que la Compañía puede 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. Las primeras tres ventas de Documentos de Pago se concretaron el 30 de agosto, 30

de octubre y 28 de diciembre de 2023, mediante las cuales la compañía recibió recursos líquidos por un valor total de US\$232,1 millones incluyendo intereses.

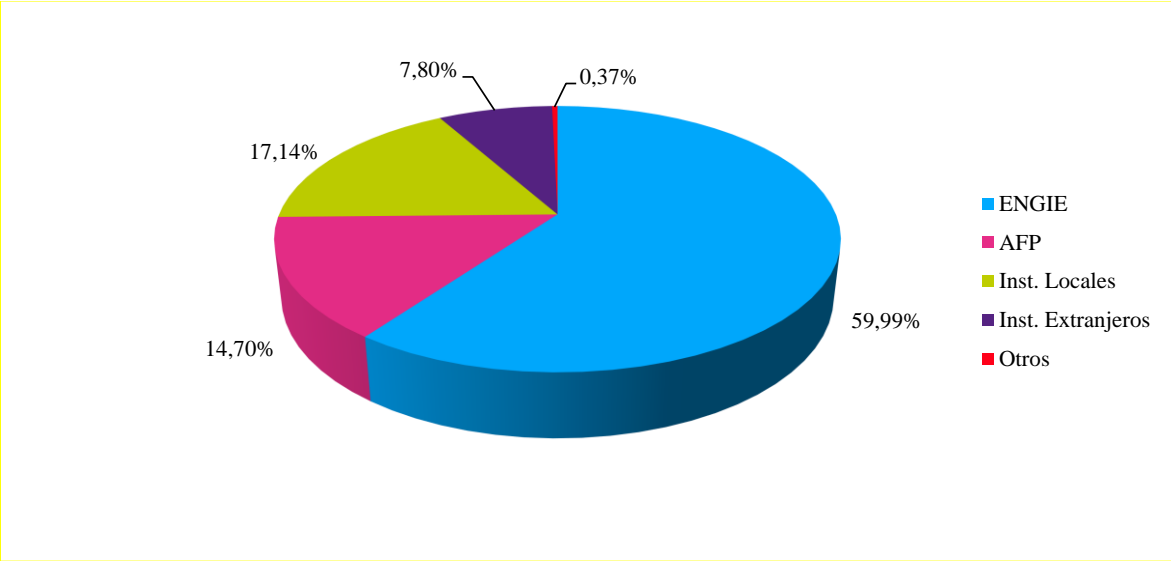
En años anteriores la industria eléctrica comenzó a evolucionar hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras 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 31 DE DICIEMBRE DE 2023

N° de accionistas: 1.749



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>3T23</u>	<u>4T23</u>	<u>12M23</u>
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.689	1.816	1.796	1.773	7.074	1.655	1.739	1.725	1.783	6.902
Ventas de energía a clientes regulados	1.126	1.204	1.255	1.149	4.735	1.252	1.249	1.289	1.220	5.011
Ventas de energía al mercado spot	149	23	48	18	238	31	17	65	47	160
Total ventas de energía.....	2.964	3.043	3.100	2.940	12.047	2.938	3.005	3.079	3.050	12.072
Generación bruta por combustible										
Carbón.....	955	1.085	775	687	3.503	351	379	128	433	1.291
Gas.....	345	423	382	289	1.439	850	910	757	205	2.723
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	1	17	1	1	19	7	3	3	0	14
Renovable.....	220	226	303	390	1.139	407	412	436	415	1.670
Total generación bruta.....	1.520	1.751	1.461	1.368	6.100	1.615	1.705	1.324	1.054	5.698
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(128)	(136)	(152)	(92)	(507)	(61)	(64)	(28)	(53)	(205)
Total generación neta.....	1.393	1.615	1.310	1.275	5.593	1.555	1.641	1.297	1.000	5.493
Compras de energía en el mercado spot	999	1.114	1.308	1.081	4.501	552	697	1.078	1.299	3.626
Compras de energía bajo contrato (GWh)	561	430	497	646	2.134	800	724	800	966	3.289
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.952	3.159	3.115	3.002	12.228	2.906	3.062	3.175	3.265	12.408

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	1T22	2T22	3T22	4T22	12M22	1T23	2T23	3T23	4T23	12M23
Ingresos de la operación										
Ventas a clientes regulados.....	169,7	178,5	205,3	219,3	772,8	249,6	222,7	183,9	171,5	827,7
Ventas a clientes no regulados.....	177,8	230,7	229,5	239,6	877,7	228,6	223,2	223,2	209,2	884,2
Ventas al mercado spot y ajustes.....	18,3	32,0	26,9	27,0	104,2	53,5	106,5	62,4	51,6	274,0
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	365,8	441,3	461,8	485,8	1.754,7	531,8	552,3	469,5	432,4	1.986,0
Ventas de gas.....	20,1	9,5	11,8	7,6	48,9	25,6	29,6	12,7	13,2	81,2
Otros ingresos operacionales.....	32,0	30,7	26,2	27,9	116,7	30,4	34,3	29,7	31,2	125,6
Total ingresos operacionales.....	417,9	481,4	499,7	521,3	1.920,3	587,8	616,2	512,0	476,8	2.192,7
Costos de la operación										
Combustibles.....	(128,4)	(203,2)	(161,7)	(154,9)	(648,2)	(177,3)	(194,2)	(120,7)	(99,1)	(591,3)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(163,0)	(212,0)	(213,1)	(210,2)	(798,3)	(219,4)	(224,3)	(189,2)	(182,7)	(815,6)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(44,4)	(44,0)	(46,9)	(49,9)	(185,3)	(43,4)	(45,1)	(44,2)	(44,3)	(176,9)
Otros costos directos de la operación	(50,5)	(65,9)	(67,6)	(85,1)	(269,1)	(83,5)	(104,5)	(74,4)	(95,7)	(358,0)
Total costos directos de ventas.....	(386,4)	(525,2)	(489,3)	(500,2)	(1.901,0)	(523,5)	(568,0)	(428,5)	(421,8)	(1.941,9)
Gastos de administración y ventas.....	(8,7)	(9,6)	(9,2)	(6,3)	(33,8)	(8,8)	(11,6)	(9,6)	(13,8)	(43,9)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,9)	(0,9)	(1,1)	(1,1)	(4,1)	(1,3)	(1,4)	(1,2)	(1,0)	(4,9)
Otros ingresos de la operación.....	1,3	1,3	9,2	6,5	18,3	3,1	5,5	5,0	5,4	19,0
Total costos de la operación.....	(394,7)	(534,4)	(490,4)	(501,1)	(1.920,6)	(530,5)	(575,6)	(434,3)	(431,3)	(1.971,7)
Ganancia operacional.....	23,1	(53,0)	9,2	20,3	(0,3)	57,3	40,6	77,6	45,5	221,1
EBITDA.....	68,5	(8,0)	57,3	71,3	189,0	102,0	87,1	123,0	90,9	402,9
Ingresos financieros.....	1,1	0,7	13,5	1,5	16,8	1,3	4,9	14,0	3,2	23,4
Gastos financieros.....	(15,7)	(13,0)	(27,4)	(19,3)	(75,5)	(27,9)	(42,5)	(31,2)	(26,2)	(127,8)
Diferencia de cambio.....	(5,6)	4,0	(3,9)	(9,2)	(14,7)	(0,3)	(0,4)	(3,2)	1,6	(2,3)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,5	0,1	(0,6)	(447,6)	(447,7)	(3,4)	(5,7)	0,4	(604,9)	(613,5)
Total resultado no operacional	(19,7)	(8,3)	(18,4)	(474,7)	(521,1)	(30,3)	(43,7)	(19,9)	(626,3)	(720,2)
Ganancia antes de impuesto.....	3,4	(61,3)	(9,1)	(454,4)	(521,4)	27,1	(3,1)	57,7	(580,8)	(499,1)
Impuesto a las ganancias.....	0,4	17,1	(8,6)	123,8	132,7	(7,4)	10,3	(15,1)	100,2	88,1
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	3,8	(44,2)	(17,8)	(330,6)	(388,8)	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	3,8	(44,2)	(17,8)	(330,6)	(388,8)	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	3,8	(44,2)	(17,8)	(330,6)	(388,8)	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)
Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)	0,004	(0,042)	(0,017)	(0,314)	(0,369)	0,019	0,007	0,040	(0,456)	(0,390)

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2022	2023
	Diciembre	Diciembre
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	132,4	301,3
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	226,1	278,6
Impuestos por recuperar	35,2	16,8
Inventarios corrientes	264,1	139,6
Otros activos no financieros corrientes	178,1	250,1
Total activos corrientes	835,8	986,4
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.555,0	2.385,0
Otros activos no corrientes	950,9	887,5
TOTAL ACTIVO	4.341,8	4.258,9
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	389,5	337,1
Otros pasivos corrientes	270,7	371,5
Total pasivos corrientes	660,2	708,6
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	1.579,5	1.964,6
Otros pasivos de largo plazo	299,8	199,7
Total pasivos no corrientes	1.879,3	2.164,3
controladora	1.802,2	1.386,0
Patrimonio	1.802,2	1.386,0
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	4.341,8	4.258,9

Principales Variaciones del Balance General

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

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo aumentaron en US\$169 millones, llegando a un saldo de US\$301,3 millones al 31 de diciembre, principalmente debido a (i) ingresos de caja netos propios de la operación por US\$266 millones, (ii) US\$270 millones recibidos en efectivo por la última venta de cuentas por cobrar del PEC-1 y las tres primeras ventas de documentos de pago del PEC-2, (iii) pagos de intereses (US\$109 millones), (iv) pagos de impuestos a la renta e impuestos verdes (US\$50 millones), (v) pagos por inversiones en la construcción de proyectos (US\$524 millones), (vi) pagos de primas de seguro (US\$38 millones) y (vii) un aumento neto de deuda financiera de US\$339 millones.

Deudores comerciales: El aumento de US\$52,5 millones se compone de cambios en varias cuentas contables: Las siguientes partidas registraron aumentos: (1) Cuentas comerciales por cobrar (+US\$50,6 millones),

debido al aumento de tarifas y a la recaudación anticipada de algunas facturas relevantes al cierre de diciembre de 2022 y (2) Cuentas por cobrar a compañías relacionadas, principalmente a GNLM y Engie Gas (+US\$1,2 millones)..

Inventarios corrientes: La disminución de US\$124,5 millones en esta partida se debe principalmente a una disminución de US\$86,7 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. El inventario de GNL también mostró una disminución de US\$5,9 millones luego de una mayor utilización de dicho combustible durante 2023 gracias en parte al contrato de maquila con la central Kelar y la compra de GNL en el mercado spot a mayores precios que los del GNL que no fuera suministrado bajo uno de los contratos de largo plazo con el principal proveedor de este combustible. Por otra parte, hubo un aumento de US\$3,1 millones en los inventarios de petróleo diesel. Por último, los *impairments* y provisiones de obsolescencia de repuestos disminuyeron en US\$1,3 millones, alcanzando un total de -US\$64,5 millones.

Impuestos por recuperar: Esta partida mostró una reducción de US\$18,4 millones, principalmente debido a la disminución de impuestos por recuperar de ejercicios anteriores. Estos ascendían a US\$32,8 millones al cierre de diciembre de 2022 producto de la caída del ingreso imponible y el uso de depreciación instantánea en los proyectos activados en los últimos años. La caída de US\$21 millones se debió a la recuperación efectiva de dichos impuestos. Por otro lado, los pagos provisionales mensuales mostraron un aumento de US\$2,4 millones.

Otros activos corrientes: Se aprecia un aumento de US\$72 millones debido principalmente a aumentos de US\$50 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\$25,7 millones) y en gastos diferidos (US\$2,6 millones). La valoración a mercado positiva de ciertos contratos de derivados disminuyó en US\$5,5 millones.

Propiedades, planta y equipos-neto: La disminución de US\$170,0 millones en este rubro responde principalmente al deterioro de US\$558,2 millones en el valor de ciertos activos de generación a base de carbón que se espera que desde el 2026 dejen de operar en las actuales condiciones, como resultado del plan de descarbonización de la compañía. Esta disminución en el valor del activo fijo se vio compensada en parte por un incremento de US\$553,7 millones por el alta de proyectos de generación y de obras en curso debido principalmente a los proyectos BESS Coya, Lomas de Taltal y otros proyectos de transmisión que se encuentran en construcción. La depreciación del activo fijo en el período alcanzó los US\$161,3 millones. Adicionalmente se realizó el ajuste de PPA (Purchase Price Allocation) que afecta los saldos de cierre 2022.

Otros activos no corrientes: La disminución de US\$63,4 millones en este rubro se debe a distintos efectos contrapuestos. Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas que registraron una disminución de US\$30,1 millones en 2023, debido al efecto neto resultante de la acumulación de saldos a cobrar (+US\$241,5 millones) y a la venta de saldos por un valor nominal de (-US\$271,6 millones). También se registraron aumentos de US\$20 millones en inversión en proyectos en desarrollo y de US\$29,8 millones en los activos por impuestos diferidos, así como un aumento de US\$1,1 millones en el valor libro de la participación en TEN producto principalmente de la variación en la reserva de derivados de cobertura. Por otra parte, los activos por derecho de uso asociados a la norma IFRS16 disminuyeron en US\$38,6 millones producto principalmente de la renuncia al derecho de uso sobre uno de los terrenos en Taltal y un terreno en Calama. Adicionalmente se realizó el ajuste de PPA (Purchase Price Allocation) que afecta los saldos de cierre 2022, el impacto fue principalmente en los rubros de intangible, plusvalía e impuestos diferidos.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución de US\$52,4 millones debido al efecto neto de los siguientes movimientos: (i) un nuevo préstamo de US\$50 millones con Banco Estado, (ii) la renovación y extensión a un plazo mayor a un año de un préstamo de US\$50 millones con el Banco de Chile, (iii) el paso de largo a corto plazo de un préstamo de US\$35 millones de BCI, (iv) repagos de préstamos por un total de US\$125 millones con los bancos Santander, Itaú y BCP, (v) el repago del financiamiento de proyecto en Chiloé, incluyendo la porción de corto plazo por US\$4,3 millones y (vi) el vencimiento de la primera cuota del financiamiento con IFC y DEG por un valor de US\$21,1 millones. Lo anterior representó una disminución del capital adeudado con vencimiento inferior a un año de US\$73,2 millones. Los intereses devengados aumentaron en US\$15,3 millones por

los mayores saldos de deuda acumulados durante 2022 y mayores tasas de interés. Las transacciones de leasing financiero observaron una disminución de US\$1 millón, mientras que se registró un aumento de US\$6,5 millones en el pasivo por derivados financieros.

Otros pasivos corrientes: El aumento neto de US\$100,8 millones en este conjunto de partidas, se debió principalmente a incrementos de (i) US\$71,6 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, (ii) US\$7,8 millones en cuentas por pagar a empresas relacionadas, principalmente a Engie Gas Chile (US\$5,8 millones), (iii) US\$10,4 millones en ingresos percibidos por adelantado por recaudación de cargo único, y (iv) US\$16,7 millones por provisiones de beneficios a empleados. Por otra parte, se observó una disminución de US\$12,6 millones en provisiones varias.

Deuda financiera de largo plazo: El incremento de US\$385,1 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 del corto al largo plazo de un préstamo de US\$50 millones con el Banco de Chile que fue renovado a un plazo de 3 años; (iii) el traspaso al corto plazo de un financiamiento de US\$35 millones de BCI; (iv) los dos desembolsos bajo los financiamientos de IFC y DEG por un total de US\$400 millones menos una cuota de US\$21,1 millones con vencimiento en un plazo inferior a un año; (v) un aumento de US\$8,4 millones en la valorización de derivados; y (vi) una disminución de US\$35,8 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 y Calama, así como pago de las cuotas anuales. 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. Posteriormente, también se declaró extinguida la concesión onerosa sobre el Lote C en la vecindad del Parque Eólico Calama.

Otros pasivos de largo plazo: Los otros pasivos de largo plazo alcanzaron los US\$200 millones, mostrando una disminución de US\$75 millones, producto de una disminución de US\$95,6 millones en pasivos por impuestos diferidos y un aumento de US\$20,8 millones en la provisión de desmantelamiento de centrales.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: La disminución de US\$416,2 millones en el patrimonio se explica principalmente por pérdida del ejercicio que alcanzó los US\$411,1 millones debido al deterioro en el valor de activos de generación a carbón que se espera no sigan operando bajo sus condiciones actuales a partir de 2026. Además se registró una disminución de US\$16,8 millones en otras reservas por fusión de sociedades.

ANEXO 2

	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23	4T23
EBITDA*	71,3	68,5	-8,0	57,3	71,3	102,0	87,1	123,0	90,9
Ganancia atribuible a la controladora	8,7	3,8	-44,2	-17,8	-330,6	19,7	7,1	42,7	-480,6
Gastos Financieros	10,9	15,7	13,0	27,4	19,3	27,9	42,5	31,2	26,2

* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Dec-21	Dec-22	Dec-23
EBITDA (últimos 12 meses)	314,5	189,0	402,9
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	47,4	(388,8)	(411,1)
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	88,8	75,5	127,8

Deuda Financiera	1.258,6	1.969,0	2.301,7
Corriente	106,2	389,5	337,1
No-Corriente	1.152,4	1.579,5	1.964,6
Efectivo y efectivo equivalente	215,7	132,4	301,3
Deuda financiera neta	1.042,9	1.836,6	2.000,4

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			dic-22	dic-23	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,27	1,39	10%
	Razon ácida (activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	0,87	1,19	38%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	175,6	277,8	58%
ENDEUDAMIENTO	Leverage (pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	1,41	2,07	47%
	Cobertura de gastos financieros * (EBITDA / gastos financieros)	(veces)	2,50	3,15	26%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	10,42	5,72	-45%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	9,72	4,97	-49%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	-21,6%	-18,8%	-13%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	-9,0%	-9,7%	8%

*Últimos 12 meses

En 2023, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,39x y 1,19x, respectivamente. Estos indicadores fueron el resultado del aumento del activo corriente y disminución del pasivo circulante, con lo que aumentó el capital de trabajo, mostrando una clara mejoría en los niveles de liquidez de la empresa.

La Razón de Endeudamiento a diciembre de 2023 es de 2,07 veces, superior al nivel de diciembre de 2022, producto de la disminución del patrimonio por el deterioro en la valorización de activos.

La Cobertura de Gastos Financieros al 31 de diciembre de 2023 fue de 3,15x, 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 5,72x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 4,97 veces. Excluyendo los pasivos de leasing, estos indicadores habrían sido de 5,3x y 4,5x, respectivamente.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo, para el año 2023, fue de -18,8% y -9,7%, respectivamente. Estas cifras aún se muestran negativas producto de las pérdidas reportadas en el último trimestre de 2023.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 12M23

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos en el año 2023, el miércoles 14 de febrero de 2024 a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 10:00 AM (EST).

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

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

HD Voice

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

Webcast

<https://webcastlite.mziq.com/cover.html?webcastId=08af47ad-11f7-4230-88cf-f109177e1245>

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: 7312927. La repetición estará disponible hasta el día 26 de febrero de 2024.