

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$69 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$4 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2022.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$68,5 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UNA LEVE RECUPERACIÓN DE 4% CON RESPECTO AL PRIMER TRIMESTRE DE 2021. ESTE TRIMESTRE SE HA CARACTERIZADO POR EL AUMENTO DEL COSTO DE GENERACIÓN Y DE LOS COSTOS MARGINALES DEL SISTEMA QUE HAN ESTADO IMPACTADOS POR LA SEQUÍA Y EL ALZA DE PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES A NIVEL MUNDIAL.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$417,9 millones en el primer trimestre de 2022, aumentando un 26% con respecto al primer trimestre del año anterior, producto principalmente de la recuperación de la demanda de clientes libres, mayores precios promedio de la energía vendida debido al alza en los indexadores del precio de la energía, e ingresos resultantes de un acuerdo firmado a principios de febrero con el proveedor principal de gas natural licuado de la compañía.
- **El EBITDA** del primer trimestre del año 2022 llegó a los US\$68,5 millones, un leve aumento de 4% en comparación con el primer trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente a mayores ingresos operacionales acompañados de altos costos de suministro que resultaron en un ajustado margen eléctrico.
- **En el primer trimestre, el resultado neto fue una utilidad de US\$3,8 millones**, versus una pérdida de US\$17,6 millones en el primer trimestre del año anterior. Este resultado se explica principalmente por el costo financiero de la venta y cesión de los saldos generados por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica (Ley N° 21.185 de noviembre 2019 – “PEC”) que alcanzó los US\$40,9 millones en el primer trimestre de 2021 y US\$3,9 millones en igual período de 2022.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	1T21	1T22	Var %
Total ingresos operacionales	332,3	417,9	26%
Ganancia operacional	20,7	23,1	12%
EBITDA	65,9	68,5	4%
Margen EBITDA	19,8%	16,4%	(14,8pp)
Total resultado no operacional	(46,3)	(19,7)	n.a
Ganancia después de impuestos	(17,6)	3,8	78%
Ganancia atribuible a los controladores	(17,6)	3,8	78%
Ganancia por acción (US\$/acción)	(0,017)	0,004	
Ventas de energía (GWh)	2.849	2.964	4%
Generación neta de energía (GWh)	1.831	1.393	-24%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	932	999	7%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	122	561	359%

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 marzo de 2022, 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
HECHOS POSTERIORES.....	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2022.....	3
ANTECEDENTES GENERALES	4
Costos Marginales SEN.....	4
Generación	6
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	7
Primer trimestre de 2022 comparado con el cuarto trimestre de 2021 y primer trimestre de 2021	7
Ingresos operacionales	7
Costos operacionales.....	8
Margen Eléctrico.....	10
Resultado operacional	10
Resultados financieros	11
Ganancia neta.....	11
Liquidez y recursos de capital	11
Flujos de caja provenientes de la operación.....	12
Flujos de caja usados en actividades de inversión	12
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	13
Obligaciones contractuales.....	13
Política de dividendos	14
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	15
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles	16
Riesgo de tipos de cambio de monedas	16
Riesgo de tasa de interés	18
Riesgo de crédito.....	18
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 DE MARZO DE 2022	20
ANEXO 1	21
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	21
Ventas Físicas	21
Estados de Resultados Trimestrales	22
Balance	23
Principales Variaciones del Balance General	23
ANEXO 2	25
INDICADORES FINANCIEROS.....	25
CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M22	26

HECHOS DESTACADOS

- **COVID-19:** El Coronavirus o COVID 19 llegó a Chile el 3 de marzo de 2020 y al 26 de abril de 2022 contabiliza 3.549.327 casos confirmados y 57.387 muertes. Chile se encuentra en alerta frente a la propagación de diferentes variantes del virus. La pandemia ha sido catalogada como la peor crisis sanitaria y económica en el último tiempo y nos ha desafiado a adaptarnos y ser ágiles en las decisiones, privilegiando el bienestar de nuestros trabajadores; la continuidad operacional de nuestra empresa, y la coordinación con nuestros grupos de interés, incluyendo clientes, proveedores y comunidades. Contamos con un Comité de Crisis y planes de contingencia con todas las medidas sanitarias correspondientes en los sitios, cumpliendo con las disposiciones de la autoridad. De la misma forma, hemos hecho seguimiento de las acciones tomadas por nuestras empresas contratistas y proveedores y solicitado cumplir los estándares para mantener seguros a sus respectivos trabajadores. A partir de enero 2022 contamos con una modalidad de trabajo híbrido, la que se encuentra sujeta a las disposiciones de la autoridad en cada momento. Chile mantiene un sólido desempeño en el proceso de vacunación y superó las 17 millones de personas vacunadas con esquema completo.

HECHOS POSTERIORES

- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 26 de abril de 2022, se adoptaron los siguientes acuerdos:

a. No distribuir dividendos definitivos con cargo al ejercicio 2021, sin perjuicio de la ratificación de los dividendos provisorios pagados durante dicho ejercicio.

b. Elegir directores titulares y suplentes a las personas que a continuación se indican:

DIRECTOR TITULAR	DIRECTOR SUPLENTE
Frank Demaille	Anibal Prieto Larrafn
Hendrik De Buyserie	André Cangucu
Pascal Renaud	Guilherme Ferrari
Mireille Van Staeyen	Bernard Esselinckx
Cristiàn Eyzaguirre Johnston	Ricardo Fischer Abeliuk
Mauro Valdés Raczynski	Enrique Allard Serrano
Claudio Igleis Guillard	Victoria Vàsquez Garcia

c. Designar como empresa de auditoría externa a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.

PRIMER TRIMESTRE DE 2022

- El Coordinador Eléctrico Nacional autorizó la **entrada en operación comercial del Parque Solar Tamaya**, ubicado en la Región de Antofagasta. Este nuevo activo forma parte de nuestro ambicioso Plan de Transformación por 2.000 MW de energía renovable para Chile y está en línea con la meta de acelerar la transición hacia una economía carbono neutral, mediante la reducción del consumo de energía y soluciones más respetuosas con el medioambiente. El parque PV Tamaya, que se encuentra produciendo energía desde

noviembre de 2021, está ubicado en Tocopilla y tiene una potencia instalada de 114 MWac, gracias a sus 298.980 unidades de paneles fotovoltaicos.

- **Venta de cuentas por cobrar:** Con fecha 4 de marzo, ENGIE Energía Chile S.A. y su filial Eólica Monte Redondo SpA vendieron a Chile Electricity PEC SpA el cuarto grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica. Esta venta, realizada según los términos y condiciones de los acuerdos firmados con Goldman Sachs, IDB Invest y Allianz, comprendieron cuentas por cobrar por un valor nominal total de US\$13,5 millones. El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos en este cuarto grupo y el precio de compra fue registrado como gasto financiero en primer trimestre del ejercicio 2022 (US\$3,9 millones). Tras la realización de esta venta, el monto total de cuentas por cobrar vendidas por los cuatro grupos alcanzó los US\$180,8 millones, lo que representa alrededor del 68% de los saldos que ENGIE espera acumular durante el período de vigencia del mecanismo.

ANTECEDENTES GENERALES

Los sistemas interconectados Central y del Norte Grande, operaron aisladamente hasta el día 24 de noviembre de 2017. En ese día, 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 y geotérmica. Desde la entrada en operaciones de la interconexión de los sistemas a fines de noviembre de 2017, se han observado flujos de energía, principalmente renovable, desde la zona conocida como Norte Chico hacia el Norte Grande del país.

En tanto el Proyecto de Interconexión Cardones-Polpaico de InterChile, entró en operación comercial el 30 de mayo de 2019, lo que ayudó a que las barras de las distintas localidades se acoplaran y disminuyera el vertimiento de energía renovable, que no lograba ser inyectada al sistema por la insuficiencia de la infraestructura de transmisión.

Costos Marginales SEN

2021 Mes	Real					2022 Mes	Real (Monthly Average per Node)				
	Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220		Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220
Ene	51	59	57	87	58	Ene	69	69	75	213	77
Feb	76	84	83	151	85	Feb	68	68	69	290	72
Mar	76	84	87	166	90	Mar	95	102	114	210	117
Abr	71	78	83	130	85	Abr	-	-	-	-	-
May	77	82	82	109	84	May	-	-	-	-	-
Jun	67	68	66	63	66	Jun	-	-	-	-	-
Jul	105	122	129	126	129	Jul	-	-	-	-	-
Ago	99	114	128	130	128	Ago	-	-	-	-	-
Sep	47	56	57	68	58	Sep	-	-	-	-	-
Oct	49	50	49	145	50	Oct	-	-	-	-	-
Nov	68	70	70	207	72	Nov	-	-	-	-	-
Dic	85	89	87	212	89	Dic	-	-	-	-	-
YTD	73	80	81	133	83	YTD	77	79	86	238	89

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Cabe notar que en el primer trimestre de 2022, los costos marginales se mantuvieron altos producto de la menor generación hidráulica en el sistema, indisponibilidades y fallas de centrales eficientes a carbón en el sistema y alzas en los precios internacionales de los combustibles fósiles y de los costos de flete, en especial post conflicto

Rusia – Ucrania. En cierta medida, estos efectos pudieron ser mitigados por la mayor disponibilidad de gas argentino en el sistema y la mayor generación renovable. El precio promedio en el nodo Crucero fue de 77 USD/MWh en el primer trimestre de 2022 vs 67 USD/MWh en el primer trimestre de 2021.

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>2021</u>	<u>2022</u>	<u>% Variación</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>% Variación</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>% Variación</u>	<u>2021</u>	<u>2022</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	52,0	84,3	62%	54,8	86,2	57%	2,71	4,32	59%	67,8	167,2	147%
Febrero	59,0	95,8	62%	62,3	96,6	55%	5,35	4,75	-11%	65,9	194,5	195%
Marzo	62,3	107,9	73%	65,3	116,2	78%	2,61	4,99	91%	68,4	325,3	375%
Abril	61,7			64,9			2,67			71,8		
Mayo	65,9			68,9			2,93			86,1		
Junio	72,3			74,1			3,35			108,4		
Julio	72,2			75,0			3,85			132,8		
Agosto	67,9			71,0			4,05			148,8		
Septiembre	72,2			75,0			5,27			173,0		
Octubre	81,8			83,7			5,51			206,3		
Noviembre	77,5			79,8			4,77			159,4		
Diciembre	71,4			74,8			3,71			121,1		

Fuente: Bloomberg, AIE

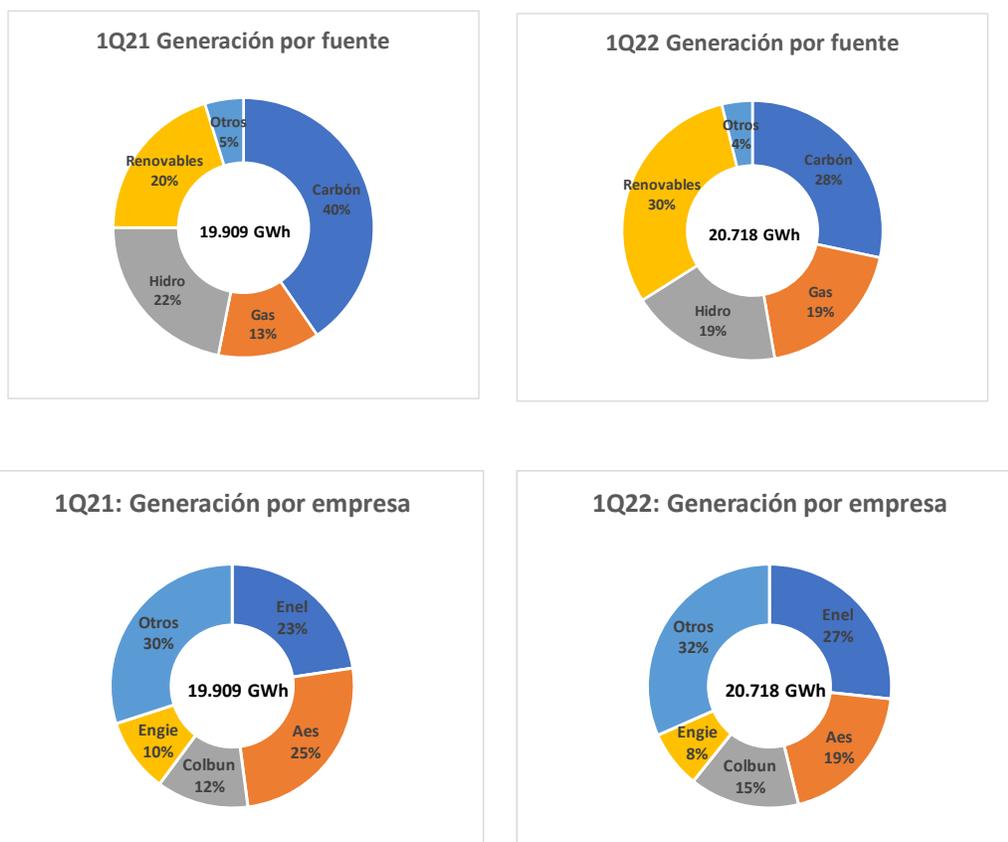
Al comparar el año 2022 con 2021, podemos observar mayores precios internacionales de los combustibles, con variaciones de más de 60% en promedio exceptuando el Henry Hub. Básicamente este alto nivel de precios viene desde 2021 por el aumento de demanda debido a una importante reactivación “post-pandemia”, en especial en China.

En el último trimestre de 2021, el gobierno chino tomó medidas para destrabar la oferta de carbón y estabilizar los precios, lo que se comenzó a reflejar en una recuperación de la producción interna y una disminución de los precios internacionales. Sin embargo, el 1 de enero de 2022 el gobierno de Indonesia prohibió las exportaciones de carbón, debido a problemas en el abastecimiento interno, con riesgo de quiebres de stock. Esta situación se mantuvo hasta el 20 de enero cuando las autoridades levantaron la prohibición a 139 empresas que habían cumplido sus cuotas de abastecimiento local, las cuales fueron permitidas a exportar en forma inmediata. Tal prohibición produjo un aumento importante del principal indicador de precio de carbón australiano (FOB Newcastle), alcanzado niveles superiores a los 200 USD/ton.

A la prohibición de exportación en Indonesia (mayor exportador del mundo), que afectó al alza los precios de enero, se sumó la invasión de Rusia a Ucrania que se inició el 24 de febrero. Rusia es el tercer mayor exportador de carbón del mundo y el principal suministrador de la Unión Europea. El conflicto bélico influyó en el incremento de los precios del carbón, del gas y del petróleo. Rusia dejó de ser un proveedor confiable y los países que comúnmente usaban carbón ruso empezaron a buscar carbón incluso en Indonesia y Australia. Más aún, a principios de abril, la UE acordó prohibir completamente la importación de carbón ruso, medida que tomará efecto a mediados de agosto. Unos días después, Japón también prohibió las importaciones de carbón ruso.

Generación

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación eléctrica en el SEN por tipo de combustible y por empresa durante el primer trimestre de 2021 y 2022:



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La Demanda Máxima registrada durante este trimestre alcanzó los 11.905,5 MWh/h en el mes de febrero, un 5,3% superior a la de 2021. Las ventas acumuladas a marzo de 2021 alcanzaron los 18.846 GWh, mostrando un incremento de 1,7% en ventas a clientes libres y de 4,8% en el segmento de clientes regulados respecto de 2021.

Respecto a la energía renovable, la energía solar presentó un incremento de 50,8% y la eólica de 56,3% respecto al primer trimestre de 2021. Durante este primer trimestre entraron en operación al sistema nuevos proyectos con una potencia bruta de 578,1 MW.

Durante el primer trimestre, la generación hidráulica cayó 8% en comparación con el año 2021. Esta diferencia aumenta a 16% cuando se compara con el mismo trimestre de 2020. A la fecha, las cotas de Laja, Maule se encuentran en valores ligeramente por debajo a las de 2021, no así el caso de Chapo, Rapel y Ralco, dado que el decreto de racionamiento ha permitido un aumento de sus cotas respecto del año pasado. Los caudales provenientes del deshielo disminuyeron de manera muy anticipada en este primer trimestre, lo que deteriora el nivel de generación hidráulica.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 31 de marzo de 2022 y 31 de marzo de 2021. 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

Primer trimestre de 2022 comparado con el cuarto trimestre de 2021 y primer trimestre de 2021

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T21		4T21		1T22		% 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.....	158,4	55%	197,2	55%	177,8	49%	-10%	12%
Ventas a clientes regulados.....	123,1	43%	154,0	43%	169,7	46%	10%	38%
Ventas al mercado spot.....	5,3	2%	4,9	1%	18,3	5%	275%	248%
Total ingresos por venta de energía y potencia	286,8	86%	356,0	91%	365,8	88%	3%	28%
Ventas de gas.....	7,7	2%	9,4	2%	20,1	5%	115%	163%
Otros ingresos operacionales.....	37,8	11%	26,7	7%	32,0	8%	20%	-15%
Total ingresos operacionales.....	332,3	100%	392,1	100%	417,9	100%	7%	26%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados.....	1.628	57%	1.714	59%	1.689	57%	-1%	4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.197	42%	1.184	41%	1.126	38%	-5%	-6%
Ventas de energía al mercado spot.....	24	1%	25	1%	149	5%	n.a	-
Total ventas de energía.....	2.849	100%	2.923	100%	2.964	100%	1%	4%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(1)	95,9		113,4		105,3		-7%	10%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (2)	102,9		130,0		150,7		16%	47%

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

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

En el primer trimestre de 2022, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$365,8 millones, aumentando un 28% (US\$79 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a mayores volúmenes de energía vendida a clientes libres y al mayor precio promedio monómico observado. El aumento de 38% en los ingresos de clientes regulados se debió a mayores precios, que compensaron la caída en volumen producto de la menor prorrata de la compañía en el total de la demanda de clientes regulados por la entrada de nuevos contratos, y al vencimiento de uno de los contratos de EMR con CGE (175 Gwh).

Las mayores tarifas a clientes regulados responden a aumentos en los índices de inflación y en los precios de combustibles utilizados en las fórmulas de indexación de los contratos. En tanto, hubo un aumento de 12% en los ingresos de clientes libres por una mayor demanda. La venta a clientes libres fue superior a la del mismo periodo del año anterior, por la recuperación de la demanda de Codelco, Centinela y El Abra principalmente.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, se observa una caída en el volumen de venta, tanto a clientes libres como a clientes regulados, esto último debido al término del contrato de Eólica Monte Redondo con CGE y por la entrada de nuevos actores al mercado que dio origen a una menor prorrata para la compañía.

En el primer trimestre de 2022, las ventas físicas al mercado spot fueron de 149 GWh, aumentando con respecto al primer y al último trimestre del año anterior, debido a que a partir del primero de enero de 2022, EECL asumió el contrato de suministro con Minera Centinela y toda la generación de energía de la filial CTH fue vendida al mercado spot durante los meses de enero y febrero. A partir de marzo comenzó a regir un contrato con Engie para venderle toda la energía producida por CTH.

Durante el primer trimestre, las ventas de gas reportaron un incremento respecto al mismo periodo del año anterior. A principios de febrero, 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. 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. A partir del segundo trimestre de 2020 y durante 2021, este ítem incluyó los ingresos por la compra por parte de Engie Energía Chile del 40% de Inversiones Hornitos SpA en cuotas mensuales de acuerdo al contrato de suministro renegotiado con AMSA que consideraba un descuento de tarifa según los términos comerciales acordados.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	1T21		4T21		1T22		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(83,6)	27%	(117,6)	32%	(128,4)	33%	9%	54%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(104,7)	34%	(125,2)	34%	(163,0)	41%	30%	56%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(44,4)	14%	(50,5)	14%	(44,4)	11%	-12%	0%
Otros costos directos de la operación	(71,4)	23%	(62,9)	17%	(50,5)	13%	-20%	-29%
Total costos directos de ventas.....	(304,1)	98%	(356,2)	96%	(386,4)	98%	8%	27%
Gastos de administración y ventas.....	(9,1)	3%	(9,1)	2%	(8,7)	2%	-5%	-5%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,8)	0%	(1,0)	0%	(0,9)	0%	-10%	13%
Otros ingresos/costos de la operación...	2,6	-1%	(6,0)	2%	1,3	0%		
Total costos de la operación.....	(311,5)	100%	(372,4)	100%	(394,7)	100%	6%	27%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.280	65%	1.084	67%	955	63%	-12%	-25%
Gas.....	622	31%	335	21%	345	23%	3%	-44%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	13	1%	0	0%	1	0%	125%	-96%
Hidro/Solar/Eólico.....	62	3%	201	12%	220	14%	9%	256%
Total generación bruta.....	1.977	100%	1.621	100%	1.520	100%	-6%	-23%
Menos Consumos propios.....	(146)	-7%	(128)	-8%	(128)	-8%	0%	-13%
Total generación neta.....	1.831	63%	1.493	50%	1.393	47%	-7%	-24%
Compras de energía en el mercado spot.....	932	32%	1.228	41%	999	34%	-19%	7%
Compras de energía bajo contrato	122		265		561	19%	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.885	100%	2.986	100%	2.952	100%	-1%	2%

La generación bruta de electricidad disminuyó un 23% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 6% con respecto al 4T21. Se registró una menor generación a carbón con respecto al primer trimestre del año anterior debido principalmente a limitaciones de IEM en el periodo. Además, hubo una menor generación con gas

debido al mantenimiento de la U16 entre el 5 diciembre de 2021 y el 18 de enero 2022, así como también por el mantenimiento de la CTM3 que comenzó el 1 de marzo de 2022 y se extenderá por aproximadamente 80 días. La generación renovable se incrementó de manera importante en este periodo producto del inicio de la operación comercial del Parque Eólico Calama a fines de 2021 y del inicio de la operación comercial del parque fotovoltaico Tamaya.

Respecto al sistema, el año 2022 partió con menores reservas hidráulicas. La menor generación, tanto hidráulica como térmica, está siendo compensada por la mayor generación de activos renovables. La presencia de gas argentino ha ayudado también a estabilizar los costos marginales en la zona centro; no obstante, el costo marginal en la zona sur se ha incrementado fuertemente producto de las restricciones de operación de la central Canutillar, limitaciones de transmisión, y el alto costo del diésel necesario para la operación de las unidades de respaldo.

En el 1T22, a pesar de la caída en la generación propia, el ítem de costo de combustibles presentó un aumento con respecto al trimestre inmediatamente anterior y al primer trimestre de 2021 debido a las alzas de precios de los combustibles a nivel mundial, producto principalmente del conflicto Ucrania – Rusia.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$58,3 millones (56%) con respecto al mismo trimestre de 2021, fundamentalmente por los mayores costos marginales o precios spot promedio, así como por un aumento de 7% en los volúmenes de energía comprada en el mercado spot y las mayores compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores, las que aumentaron más de 3,5 veces, llegando a 561 GWh en el trimestre. El mayor volumen de compras se explica por la menor generación de nuestras unidades eficientes por mantenimientos y limitaciones. Con respecto al trimestre inmediatamente anterior, el costo de compra de energía y potencia subió un 30%, principalmente por los mayores precios de compra en el mercado spot. Si bien se observó una disminución en los volúmenes de energía comprada en el mercado spot, hubo un aumento en la energía comprada bajo contratos de respaldo y una caída en la generación propia.

En el primer trimestre de 2022, el costo de la depreciación se mantuvo en niveles similares a los de periodos anteriores.

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. La caída de este ítem en comparación con el 1T21 obedece a que ese periodo considera una prima de US\$11,9 millones por la cancelación de un embarque de gas natural licuado. En tanto respecto al trimestre anterior se observa una caída principalmente por menores servicios de terceros.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), se mantienen en niveles similares a los de periodos anteriores.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, cargo único, provisiones e ingresos varios, además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$2,5 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2021</u>					<u>2022</u>
	<u>1T21</u>	<u>2T21</u>	<u>3T21</u>	<u>4T21</u>	<u>2021</u>	<u>1T22</u>
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	286,8	340,5	325,2	356,0	1.308,5	365,8
Costo de combustible.....	(83,6)	(107,6)	(160,4)	(117,6)	(469,2)	(128,4)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(104,7)	(90,0)	(85,0)	(125,2)	(404,9)	(163,0)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	98,5	142,9	79,8	113,2	434,4	74,4
Margen eléctrico	34%	42%	25%	32%	33%	20%

En el primer trimestre de 2022, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una disminución de US\$24,1 millones con respecto al primer trimestre del año anterior, disminuyendo en términos porcentuales a 20%. Por una parte, hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia (+US\$79 millones) por los mayores precios medios de la energía vendida debido al aumento en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón). Por otra parte, se registró un mayor costo de combustibles (+US\$44,8 millones) por el alza del precio de los *commodities* a nivel mundial especialmente post conflicto Rusia/ Ucrania, así como también un mayor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$58,3 millones) debido a los mayores precios de compra. En definitiva, se observó un aumento en el costo promedio de la energía suministrada desde US\$68/MWh en el primer trimestre de 2021 a US\$81/MWh en este trimestre, lo que excedió al aumento en los ingresos, generando una importante disminución del margen eléctrico.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	<u>1T21</u>		<u>4T22</u>		<u>1T22</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	332,3	100%	392,1	100%	417,9	100%	7%	26%
Total costo de ventas	(304,1)	-92%	(356,2)	-91%	(386,4)	-92%	8%	27%
Ganancia bruta.....	28,1	8%	35,9	9%	31,5	8%	-12%	12%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(7,4)	-2%	(16,2)	-4%	(8,4)	-2%	-48%	13%
Ganancia Operacional.....	20,7	6%	19,7	5%	23,1	6%	18%	12%
Depreciación y amortización.....	45,2	14%	51,6	13%	45,4	11%	-12%	0%
EBITDA.....	65,9	19,8%	71,3	18,2%	68,5	16,4%	-4%	4%

El EBITDA del primer trimestre de 2022 llegó a US\$68,5 millones, un leve aumento de US\$2,5 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente al menor margen del negocio eléctrico producto del incremento en los costos de suministro, lo que fue compensado por el impacto del acuerdo con el proveedor de GNL y por ajustes de provisiones en el rubro de transmisión.

La comparación con el trimestre inmediatamente anterior muestra una caída de EBITDA de US\$2,8 millones fundamentalmente por la importante disminución en el margen eléctrico.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T21		4T21		1T22		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	0,6	0%	0,3	0%	1,1	0%	219%	99%
Gastos financieros.....	(52,2)	-16%	(10,9)	-3%	(15,7)	-4%	44%	-70%
Diferencia de cambio.....	1,7	1%	11,1	3%	(5,6)	-1%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	3,6	1%	(6,3)	-2%	0,5	0%		
Total resultado no operacional	(46,3)	-14%	(5,8)	-2%	(19,7)	-5%		
Ganancia antes de impuesto.....	(25,5)	-8%	13,9	4%	3,4	1%	-76%	-113%
Impuesto a las ganancias.....	8,0	2%	(5,2)	-2%	0,4	0%	-108%	-95%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	(17,6)	-5%	8,7	3%	3,8	1%	-56%	-122%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(17,6)	-5%	8,7	3%	3,8	1%	-56%	-122%
Ganancia por acción.....	(0,017)	0%	0,008	0%	0,004	0%		

La disminución del gasto financiero en este primer trimestre respecto al año anterior se debió al efecto que tuvo en resultados la venta y cesión de los saldos generados a favor de Engie por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica (Ley N° 21.185 de noviembre 2019 – “PEC”). El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra, que incluye el descuento aplicado y gastos de la transacción, se registró como gasto financiero. En el primer trimestre de 2021 este gasto alcanzó los US\$40,9 millones, en tanto en el primer trimestre de 2022 se registraron US\$3,9 millones

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$5,6 millones en el 1T22 producto de una mayor volatilidad cambiaria con tendencia a la apreciación del peso chileno desde principios de año. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar y provisiones), principalmente los pasivos por concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16.

Ganancia neta

En el primer trimestre de 2022, el resultado neto después de impuestos registró una utilidad de US\$3,8 millones, una recuperación con respecto al primer trimestre de 2021, en que los resultados fueron impactados por un mayor costo financiero producto de la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por la aplicación de la ley de precio estabilizado al cliente regulado.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de marzo de 2022, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$87,6 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$1.105 millones¹, no existiendo vencimientos de deuda hasta enero de 2025, excepto por créditos de corto plazo con Scotiabank (US\$50 millones con vencimiento en abril de 2022), Banco de Crédito del Perú (US\$50 millones con vencimiento en febrero de 2023) y Banco Santander (US\$30 millones con vencimiento en febrero de 2023).

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

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

Estado de flujo de efectivo	<u>2021</u>	<u>2022</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	0,1	(133,0)
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(33,6)	(78,4)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(0,7)	79,4
Cambio en el efectivo	<u>(34,1)</u>	<u>(131,9)</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer trimestre de 2022, EECL reportó usos netos de caja operacional por un valor de US\$133 millones; sin embargo, esa cifra se compone de varias partidas descritas a continuación. El flujo de caja de la operación propiamente tal representó una salida neta de caja de US\$94 millones principalmente debido a pagos relevantes de diciembre que se hicieron a principios de año y también por los mayores egresos por compras de combustible y de energía durante el trimestre. A lo anterior, se suman pagos de intereses por US\$17,2 millones y pagos por impuestos a la renta de US\$3,1 millones. Estos egresos netos de caja se compensados parcialmente por los ingresos obtenidos en la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, los que alcanzaron US\$9,6 millones. En el primer trimestre de 2021 se registraron flujos de caja provenientes de la operación por US\$0,1 millones.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer trimestre de 2022, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$78,4 millones, principalmente por las inversiones en activos fijos. Esta cifra es superior a los egresos de caja por actividades de inversión reportados en 2021. La inversión en activos fijos comprendió principalmente nuestra inversión en el Parque Eólico Calama, en los parques fotovoltaicos Tamaya, Capricornio y Coya, en subestaciones de transmisión y en mantenciones mayores de activos de generación y transmisión, como se detalla en el siguiente cuadro.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer trimestre de 2021 y de 2022 ascendieron a US\$41,8 millones y US\$78,5 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

CAPEX	2021	2022
Subestaciones de transmisión.....	3,5	4,7
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	2,6	0,8
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	2,0	1,4
Parque fotovoltaicos.....	12,9	55,4
Parques eólicos.....	17,1	9,9
Otros.....	3,7	6,2
Total inversión en activos fijos	41,8	78,5

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En el primer trimestre de 2021 se registraron activaciones de intereses por US\$1,97 millones, mientras en el primer trimestre de 2022, los intereses activados ascendieron a US\$1,71 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En el primer trimestre de 2022, los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento fueron los créditos de corto plazo tomados con Banco de Crédito del Perú (US\$50 millones) y Banco Santander (US\$30 millones) y el pago de cuotas bajo contratos de arrendamiento financiero por US\$0,6 millones. Los intereses de los bonos 144-A pagados en el período están registrados en el flujo de la operación. Asimismo, los fondos recibidos por la venta de cuentas por cobrar a distribuidoras, por un total de US\$9,6 millones quedaron reflejados en los flujos provenientes de la operación.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2022

Obligaciones Contractuales al 31/03/22
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	255,0	130,0	-	7,7	117,3
Bonos (144 A/Reg S).....	850,0	-	350,0	-	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	54,6	1,6	3,6	4,4	45,0
Leasing financiero - NIIF 16	159,2	7,9	13,6	9,0	128,8
Costo financiero diferido.....	(16,2)	-	(6,5)	(4,3)	(5,4)
Intereses devengados.....	6,9	6,9	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	-	-	-	-	-
Total	1.309,5	146,4	360,7	16,8	785,7

Notas:

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

Al 31 de marzo de 2022, la deuda bancaria de corto plazo consistía en un préstamo de US\$50 millones con Scotiabank con vencimiento el 26 de abril de 2022, un préstamo de US\$50 millones con Banco de Crédito del Perú, con vencimiento el 2 de febrero de 2023, y dos préstamos por un valor total de US\$30 millones con Banco Santander, con vencimiento el 6 de febrero de 2023. Estos créditos están denominados en dólares, devengan una tasa de interés fija y se encuentran documentados con pagaré simple, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales y financieras y con opción de prepago sin costo para la compañía.

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 plazo promedio de la deuda de la compañía es de 5,7 años y la tasa de interés promedio es de 3,34% anual.

El día 23 de diciembre de 2020, la compañía firmó un acuerdo financiero con BID Invest mediante el cual BID Invest otorgará un financiamiento de US\$125 millones a ENGIE Energía Chile, en una apuesta por acelerar la descarbonización de la matriz eléctrica de Chile. El financiamiento se compone de 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, con un plazo de hasta 12 años, consiste en el financiamiento para la construcción, operación y mantenimiento del parque eólico Calama. La operación contempla un innovador instrumento financiero que promueve la aceleración de las actividades de descarbonización, al monetizar el desplazamiento real de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) gracias al cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por el parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento establecerá un precio mínimo para las emisiones implementado por medio de un menor costo de financiamiento en el préstamo del CTF. En el caso de que se creara un mercado de carbono durante la vigencia del préstamo, tanto CTF como ENGIE compartirán cualquier incremento sobre el precio mínimo del carbono incorporado en el mecanismo piloto. Este préstamo fue enteramente desembolsado el 27 de agosto de 2021.

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\$54,6 millones.

Al 31 de marzo de 2022, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$160 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16.

Finalmente, el último día hábil del año 2021 se recibió un pago duplicado de una factura de un cliente por casi US\$30 millones que no pudo ser devuelto sino hasta el primer día hábil de 2022. Este monto quedó registrado como deuda financiera al 31 de diciembre de 2021 y fue pagado el primer día hábil de 2022.

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 26 de abril de 2022, 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 el directorio optó por proponer a la Junta de Accionistas que no se repartiera un dividendo definitivo contra la utilidad del año 2021 en mayo de 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, 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo, 2014	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept. 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665
27 de mayo, 2015	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre 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

Como parte del desarrollo normal del negocio, EECL se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo que pueden impactar su desempeño y la condición financiera de la entidad, y que son monitoreados periódica y cercanamente por las Áreas de Finanzas y de Riesgos y Seguros 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 es realizado de forma permanente en el marco del proceso denominado “ERM” o “Enterprise Risk Management”.

La gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía trimestralmente. 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

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 (WTI o Brent). La compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

El precio de los combustibles es un factor 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, el plan de transformación energética de la compañía ha considerado privilegiar la indexación de tarifas a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, especialmente a partir del año 2021, 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 los contratos de suministro indexados a la inflación. En el pasado, la empresa ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios de los combustibles y se encuentra en proceso de implementar una estrategia de cobertura para 2022. Durante 2021, y con mayor intensidad en el transcurso de 2022 se ha podido constatar una materialización de este riesgo. En nuestro país, el año hidrológico ha sido extremadamente seco, con la consiguiente disminución en la generación hidráulica. Esto ha coincidido 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 hasta el inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania que elevó los precios a niveles nunca antes vistos. Por consiguiente, los costos medios de generación propia y los costos marginales del sistema han alcanzado niveles muy superiores a los de años anteriores, reflejándose en la reducción de los márgenes operacionales del negocio eléctrico. 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 (2,1 TWh contratados para 2022 versus 0,7 TWh en 2021) y, por ende, su exposición al costo marginal; (ii) sus contratos de suministro de GNL de largo plazo; (iii) la entrada en operaciones de nuevos proyectos de generación de energía renovable que reduce la dependencia en combustibles fósiles y (iv) el traspaso de los mayores costos a tarifas finales. Se estima que, de un total de ventas anuales de aproximadamente 12 TWh, 1,9 TWh se encuentran indexadas a precios del carbón, 1,2 TWh a los precios del gas (Henry Hub) y 8,9 TWh al índice de precios al consumidor de Estados Unidos.

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. 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 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. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR reducirán su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y mejorarán su liquidez, a costa de un descuento que tuvo impactos en los estados financieros de 2021 y el primer trimestre de 2022 y se espera impacte los estados financieros de 2022 y 2023 en la medida en que se publiquen los decretos de Precio de Nudo Promedio correspondientes. En 2021, este costo financiero ascendió a US\$49,6 millones y en el primer trimestre de 2022 llegó a los US\$3,9 millones.

El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio, con contratos “forward” y opciones del tipo “zero-cost collars”. Al 31 de marzo de 2022, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto notional total de US\$76,5 millones con vencimientos mensuales entre abril y diciembre de 2022 con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los flujos de caja de la empresa y sus resultados financieros. Por otra parte, en el pasado, la compañía y su filial CTA, firmaron 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 y 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, no existen contratos derivados asociados a los flujos de caja de los proyectos de inversión.

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 marzo de 2022, un 84,8% 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, estos 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 marzo de 2022, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de USD 156 millones.

Riesgo de tasa de interés

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 marzo de 2022, un 90% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija, mientras que un 10% (US\$110 millones) de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable.

Al 31 de marzo de 2022
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2025 v más</u>	<u>Total</u>
Tasa Variable							
(US\$)	2.295% p.a.	-	-	-	2,8	107,3	110,0
Tasa Fija							
(US\$)	1.102% p.a.	50,0	80,0	-	-	-	130,0
(US\$)	1.000% p.a.	-	-	-	-	15,0	15,0
(US\$)	3.400% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	350,0	-	350,0
Total Tasa Fija		50,0	80,0	-	350,0	515,0	995,0
TOTAL		50,0	80,0	-	352,8	622,3	1.105,0

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 o laborales. 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. Un menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales podría afectar negativamente nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja. Si bien no se espera que la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 afecte significativamente nuestros ingresos según se reconocen en el estado de resultados, sí se espera que afecte nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel temporal 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. En los días 8 de febrero, 31 de marzo y 30 de junio de 2021, la Sociedad vendió las cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020, y enero de 2021, respectivamente, por un valor total nominal de US\$167,3 millones, recibiendo recursos líquidos por US\$118,6 millones y reportando un costo financiero de US\$49,6 millones. El día 4 de marzo de 2022, la Sociedad vendió las cuentas por cobrar correspondientes al decreto

de Precio de Nudo Promedio de julio de 2021 por un valor total nominal de US\$13,5 millones, recibiendo recursos líquidos por US\$9,6 millones y reportando un costo financiero de US\$3,9 millones.

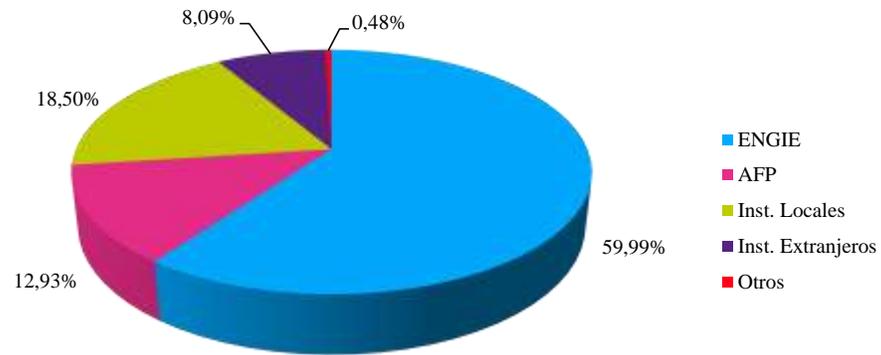
Durante 2020, a causa de la pandemia originada por el Coronavirus, la demanda de energía eléctrica en Chile registró caídas del orden de 4,24% para el caso de los clientes regulados en relación con el año 2019. Asimismo, debido a la caída en actividad económica producto de las medidas preventivas adoptadas para aplanar la curva de contagios en el país, tales como cuarentenas obligatorias en ciertas comunas con mayor número de casos, se han registrado postergaciones en el pago de servicios esenciales tales como el suministro eléctrico por parte de los sectores más afectados. Si bien durante 2021, la demanda de energía eléctrica por parte de clientes regulados registró una recuperación, la extensión de la ley de servicios básicos se ha traducido en mayor lentitud en la cobranza a ciertos clientes regulados de menor tamaño, con el consiguiente aumento en las necesidades de financiamiento de capital de trabajo de la compañía.

En los últimos años la industria eléctrica ha evolucionado 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 ha firmado contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía ha puesto 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. En el contexto de la pandemia COVID-19, las áreas comerciales de la Compañía han mantenido un contacto directo con nuestros clientes para hacer un seguimiento de la situación y tomar medidas oportunas, tanto para apoyar a nuestros clientes como para mitigar los impactos de la pandemia en el desempeño de la compañía.

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 MARZO DE 2022

N° de accionistas: 1.816



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)					
	<u>2021</u>					<u>2022</u>
	<u>1T21</u>	<u>2T21</u>	<u>3T21</u>	<u>4T21</u>	<u>12M21</u>	<u>1T22</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.628	1.671	1.662	1.714	6.675	1.689
Ventas de energía a clientes regulados	1.197	1.262	1.303	1.184	4.946	1.126
Ventas de energía al mercado spot	24	24	21	25	94	149
Total ventas de energía.....	2.849	2.956	2.986	2.923	11.715	2.964
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	1.280	1.633	1.713	1.084	5.709	955
Gas.....	622	639	678	335	2.274	345
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	13	8	2	0	23	1
Renovable.....	62	74	52	201	389	220
Total generación bruta.....	1.977	2.353	2.444	1.621	8.394	1.520
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(146)	(179)	(195)	(128)	(648)	(128)
Total generación neta.....	1.831	2.174	2.249	1.493	7.746	1.393
Compras de energía en el mercado spot	932	717	434	1.228	3.311	999
Compras de energía bajo contrato (GWh)	122	124	127	265	639	561
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.885	3.015	2.810	2.986	11.696	2.952

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

	1T21	2T21	3T21	4T21	12M21	1T22
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	123,1	177,0	160,3	154,0	614,3	169,7
Ventas a clientes no regulados.....	158,4	156,7	161,3	197,2	673,6	177,8
Ventas al mercado spot y ajustes.....	5,3	6,9	3,6	4,9	20,6	18,3
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	286,8	340,5	325,2	356,0	1.308,5	365,8
Ventas de gas.....	7,7	8,7	12,1	9,4	37,8	20,1
Otros ingresos operacionales.....	37,8	39,3	28,5	26,7	132,3	32,0
Total ingresos operacionales.....	332,3	388,5	365,8	392,1	1.478,6	417,9
Costos de la operación						
Combustibles.....	(83,6)	(107,6)	(160,4)	(117,6)	(469,2)	(128,4)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(104,7)	(90,0)	(85,0)	(125,2)	(404,9)	(163,0)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(44,4)	(43,4)	(43,6)	(50,5)	(181,9)	(44,4)
Otros costos directos de la operación	(71,4)	(61,2)	(60,1)	(62,9)	(255,6)	(50,5)
Total costos directos de ventas.....	(304,1)	(302,1)	(349,1)	(356,2)	(1.311,6)	(386,4)
Gastos de administración y ventas.....	(9,1)	(9,6)	(6,2)	(9,1)	(34,1)	(8,7)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,8)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(3,9)	(0,9)
Otros ingresos de la operación.....	2,6	1,6	1,5	(6,0)	(0,4)	1,3
Total costos de la operación.....	(311,5)	(311,2)	(354,8)	(372,4)	(1.349,9)	(394,7)
Ganancia operacional.....	20,7	77,3	11,0	19,7	128,7	23,1
EBITDA.....	65,9	121,7	55,6	71,3	314,5	68,5
Ingresos financieros.....	0,6	0,3	0,4	0,3	1,6	1,1
Gastos financieros.....	(52,2)	(16,8)	(8,9)	(10,9)	(88,8)	(15,7)
Diferencia de cambio.....	1,7	1,9	8,0	11,1	22,6	(5,6)
Ut. (pp) de asociadas utilizando método de la participación	-	-	-	-	-	-
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	3,6	(0,5)	(0,2)	(6,3)	(3,3)	0,5
Total resultado no operacional	(46,3)	(15,1)	(0,7)	(5,8)	(67,9)	(19,7)
Ganancia antes de impuesto.....	(25,5)	62,2	10,3	13,9	60,8	3,4
Impuesto a las ganancias.....	8,0	(14,6)	(1,6)	(5,2)	(13,4)	0,4
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	(17,6)	47,6	8,7	8,7	47,4	3,8
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	(17,6)	47,6	8,7	8,7	47,4	3,8
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	-	-	-	-	-	-
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	(17,6)	47,6	8,7	8,7	47,4	3,8
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	(0,017)	0,045	0,008	0,008	0,045	0,004

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2021	2022
	<u>Diciembre</u>	<u>Marzo</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	215,7	87,6
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	171,4	208,8
Impuestos por recuperar	23,9	22,9
Inventarios corrientes	158,3	193,7
Otros activos no financieros corrientes	46,9	60,7
Total activos corrientes	616,2	573,7
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.746,1	2.765,4
Otros activos no corrientes	636,5	662,0
TOTAL ACTIVO	3.998,9	4.001,1
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	106,2	144,8
Otros pasivos corrientes	291,3	237,7
Total pasivos corrientes	397,5	382,5
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	1.152,4	1.163,2
Otros pasivos de largo plazo	277,0	272,9
Total pasivos no corrientes	1.429,4	1.436,0
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.172,0	2.182,5
Patrimonio	2.172,0	2.182,5
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.998,9	4.001,1

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2021 y el 31 de marzo de 2022 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: La disminución en el efectivo de US\$131 millones se explica principalmente por (i) egresos netos propios de la operación por US\$94 millones, (ii) pagos de intereses (US\$17,2 millones), (iii) pagos de impuestos (US\$3,1 millones), y pagos por inversiones en la construcción de proyectos (US\$77 millones). Además, se produjo la devolución de un pago duplicado de un cliente por un valor de casi US\$30 millones. Estos egresos fueron en parte compensados por los recursos provenientes de la venta de cuentas por cobrar

a compañías distribuidoras (US\$9,6 millones), y compensaciones de seguros (US\$6 millones) y nuevos créditos de corto plazo por un valor total de US\$80.

Deudores comerciales: El aumento de US\$37,9 millones se compone de cambios en dos cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar registraron un aumento de US\$38 millones debido al aumento de tarifas y al pago anticipado de algunas facturas al cierre de diciembre de 2021. Por otra parte, las cuentas por cobrar a compañías relacionadas disminuyeron en US\$0,1 millones debido al efecto neto entre varias cuentas por cobrar a sociedades tales como Engie Gas, Engie Perú, y Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), entre otras.

Inventarios corrientes: El aumento de US\$35,4 millones en esta partida se debe principalmente a un incremento en el inventario en tránsito de gas natural licuado (+US\$41,7 millones) y a una disminución del inventario de carbón (-US\$6,9 millones).

Impuestos por recuperar: Esta partida mostró una disminución de US\$1 millón al 31 de marzo de 2022 producto de menores pagos provisionales mensuales.

Otros activos no financieros corrientes: Se aprecia un aumento de US\$13,8 millones debido principalmente a aumentos en el IVA crédito fiscal por la inversión en proyectos (US\$17,4 millones incluyendo diferencia de cambio) y en anticipos a proveedores (US\$2,2 millones), compensados por una disminución de US\$5,9 millones en gastos anticipados.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$19,3 millones en este rubro responde al valor neto entre las inversiones en la construcción de proyectos de generación de energía renovable (+US\$59,6 millones) fueron contrarrestadas por la depreciación del período (-US\$40,3 millones).

Otros activos no corrientes: El aumento en este rubro se debe principalmente a las cuentas comerciales por cobrar asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas que registraron un aumento de US\$26 millones. Por otra parte, se registró una disminución de US\$1,7 millones en el reconocimiento de activos por derecho de uso asociado a la implementación de la norma IFRS16.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento de US\$37,1 millones. En primer lugar, hubo un aumento de US\$80 millones en la deuda de corto plazo por los nuevos préstamos con Banco de Crédito del Perú y Banco Santander, el que aparece contrarrestado por el pago duplicado de una factura de casi US\$30 millones de parte de un cliente que fue devuelto a principios de año. También se registró una disminución de US\$8,2 millones debido al pago de intereses de los bonos 144A en el mes de enero (US\$16,4 millones) que fue parcialmente contrarrestado por el devengo de intereses de aproximadamente US\$8 millones en el trimestre.

Otros pasivos corrientes: Los demás pasivos corrientes registraron una disminución neta de US\$53,6 millones. Las cuentas por pagar a proveedores disminuyeron en US\$49,8 millones producto de pagos de embarques de combustibles y otros pagos que habían quedado pendientes al cierre del ejercicio 2021. Además, hubo disminuciones en los saldos de las siguientes partidas (i) provisiones relacionadas con beneficios a los empleados por el pago de los bonos anuales de desempeño (US\$4,2 millones) y (ii) IVA débito fiscal (US\$1,9 millones). Por otra parte, se observó un aumento de US\$2,3 millones en impuestos corrientes.

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$11,2 millones en esta partida obedece principalmente al ajuste por diferencia de cambio de los pasivos de leasing financiero asociados fundamentalmente a concesiones onerosas sobre terrenos para proyectos de inversión.

Otros pasivos de largo plazo: Los otros pasivos de largo plazo, que alcanzaron los US\$273 millones, mostraron una disminución de US\$4,2 millones debido a una disminución de US\$3 millones en pasivos por impuestos diferidos y una disminución de US\$1,1 millones en la provisión de desmantelamiento de centrales debido a los trabajos en las unidades 12 y 13 de Tocopilla que fueron cerradas a mediados de 2019.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$10,5 millones se explica principalmente por la utilidad del ejercicio (US\$3,7 millones) más el aumento neto de impuesto en la valoración a mercado de instrumentos financieros clasificados como cobertura contable US\$6,8 millones.

ANEXO 2

	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	1T22
EBITDA*	99,1	103,0	135,8	117,5	65,9	121,7	55,6	71,3	68,5
Ganancia atribuible a la controladora	25,6	40,6	57,0	40,3	-17,6	47,6	8,7	8,7	3,8
Gastos Financieros	28,5	10,6	10,5	9,9	52,2	16,8	8,9	10,9	15,7

* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Dec/20	Dec/21	Mar/22
EBITDA (últimos 12 meses)	455,3	314,5	317,1
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	163,5	47,4	68,8
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	59,5	88,8	52,3

	Dec/20	Dec/21	Mar/22
Deuda Financiera	1.032,9	1.258,6	1.308,0
Corriente	68,6	106,2	144,8
No-Corriente	964,3	1.152,4	1.163,2
Efectivo y efectivo equivalente	235,3	215,7	87,6
Deuda financiera neta	797,6	1.042,9	1.220,3

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-21	Mar-22	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,55	1,50	-3%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,15	0,99	-14%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	218,7	191,2	-13%
	ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,84	0,83
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	3,54	6,06	71%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	4,00	4,12	3%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	3,32	3,85	16%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	2,2%	3,2%	43%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	1,2%	1,7%	43%

*últimos 12 meses

Al 31 de marzo de 2022, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,50x y 0,99x, respectivamente. Estos indicadores fueron el resultado de la disminución tanto del activo corriente como del pasivo circulante; específicamente, una disminución en el nivel de caja de la compañía y un aumento en la deuda financiera compensada por disminución de cuentas por pagar a proveedores. En consecuencia, disminuyó el capital de trabajo medido como el total de activos corrientes menos el total de pasivos corrientes.

La Razón de Endeudamiento a marzo de 2022 se mantuvo en niveles muy similares a los de diciembre de 2021.

La Cobertura de Gastos Financieros para los 12 meses terminados el 31 de marzo de 2022 fue de 6,06x, que es mejor que el indicador observado en diciembre de 2021 debido a la disminución en gastos financieros, por el menor efecto que tuvo en resultados la venta y cesión de los saldos generados a favor de Engie por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica, unido a una leve mejora de EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA subió a 4,12x producto principalmente del mayor nivel de deuda y el menor nivel de EBITDA debido al alza transitoria en los costos operacionales. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste aumentó, llegando a 3,85 veces, producto del menor nivel de caja y mayores niveles de deuda.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 3,2% y 1,7%, respectivamente, aumentando respecto del cierre de diciembre de 2021 debido a la mejor utilidad neta del periodo.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M22

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de marzo 2022, el miércoles 4 de mayo de 2022 a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 12:00 PM (EST)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:

+56 44 208 1274 dial- in local

+1(412) 317-6378 internacional

+1(844) 686-3841 toll free US

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

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: 10165843. La repetición estará disponible hasta el día 11 de mayo de 2022.