

**ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$315 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$47 MILLONES EN EL AÑO 2021.**

EL EBITDA ALCANZÓ US\$71 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UNA DISMINUCIÓN DE 39% CON RESPECTO AL CUARTO TRIMESTRE DE 2020. ESTA CAIDA SE EXPLICA PRINCIPALMENTE 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\$1.479 millones en 2021, aumentando un 9% con respecto al mismo periodo del año anterior, producto principalmente de la recuperación de la demanda, tanto de clientes libres como regulados, y mayores precios promedio de la energía vendida debido al alza en los indexadores del precio de la energía.
- **El EBITDA** del año 2021 llegó a los US\$315 millones, una caída de 31% en comparación con el año anterior, producto del aumento en los costos marginales del sistema debido a la escasez hídrica, menor suministro de gas, menor disponibilidad de centrales a carbón y alza sostenida en el precio de los commodities y costos de transporte, lo que también impactó los costos de nuestra propia generación.
- **La utilidad neta** del año 2021 alcanzó US\$47 millones, una disminución de 71% con respecto al año anterior. Este resultado se vio afectado principalmente por la disminución en el resultado operacional y 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”).

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

	4T20	4T21	Var %	12M20	12M21	Var%
<b>Total ingresos operacionales</b>	<b>355,7</b>	<b>392,1</b>	<b>10%</b>	<b>1.351,7</b>	<b>1.478,6</b>	<b>9%</b>
Ganancia operacional	72,0	19,7	-73%	275,4	128,7	-53%
<b>EBITDA</b>	<b>117,5</b>	<b>71,3</b>	<b>-39%</b>	<b>455,3</b>	<b>314,5</b>	<b>-31%</b>
Margen EBITDA	33,0%	18,2%	(14,8pp)	33,7%	21,3%	(12,4pp)
Total resultado no operacional	(24,1)	(5,8)	n.a	(71,7)	(67,9)	-5%
Ganancia después de impuestos	40,3	8,7	-78%	163,5	47,4	-71%
<b>Ganancia atribuible a los controladores</b>	<b>40,3</b>	<b>8,7</b>	<b>-78%</b>	<b>163,5</b>	<b>47,4</b>	<b>-71%</b>
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,054	0,008		0,155	0,045	
Ventas de energía (GWh)	2.881	2.923	1%	11.408	11.715	3%
Generación neta de energía (GWh)	1.133	1.493	32%	6.438	7.746	20%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.667	1.228	-26%	4.645	3.311	-29%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	127	265	109%	503	639	27%

*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 2021, 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 Austral S.A. El 40,01% restante se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para más información, por favor diríjase a [www.engie-energía.cl](http://www.engie-energía.cl)*

# Índice

HECHOS DESTACADOS .....	3
HECHOS DESTACADOS.....	3
CUARTO TRIMESTRE DE 2021 .....	3
TERCER TRIMESTRE DE 2021 .....	4
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2021 .....	4
PRIMER TRIMESTRE DE 2021.....	5
ANTECEDENTES GENERALES .....	6
Costos Marginales SEN.....	6
Generación .....	9
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS .....	11
Cuarto trimestre de 2021 comparado con el tercer trimestre de 2021 y cuarto trimestre de 2020 .....	11
Ingresos operacionales .....	11
Costos operacionales.....	12
Margen Eléctrico.....	14
Resultado operacional .....	14
Resultados financieros .....	15
Ganancia neta.....	15
Año 2021 comparado con año 2020.....	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
<b>Flujos de caja usados en actividades de inversión</b> .....	20
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento .....	21
Obligaciones contractuales.....	21
<b>Política de dividendos</b> .....	23
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	24
<b>Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles</b> .....	24
<b>Riesgo de tipos de cambio de monedas</b> .....	25
<b>Riesgo de tasa de interés</b> .....	26
Riesgo de crédito.....	26
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 DE DICIEMBRE DE 2021 .....	28
ANEXO 1 .....	29
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS .....	29
Ventas Físicas .....	29
Estados de Resultados Trimestrales .....	30
Balance 31 .....	31
Principales Variaciones del Balance General .....	31
ANEXO 2 .....	33
INDICADORES FINANCIEROS.....	34
CONFERENCIA TELEFÓNICA 12M21 .....	35

## HECHOS DESTACADOS

- **COVID-19:** El Coronavirus o COVID 19 llegó a Chile el 3 de marzo de 2020 y al 25 de enero de 2022 contabiliza 2.001.346 casos confirmados y 39.543 muertes. Chile se encuentra en alerta frente a la propagación de la variante Omicron.. El país estuvo en condición de estado constitucional de catástrofe desde el 18 de marzo de 2020 hasta el 30 de septiembre de 2021, fecha en la cual no fue renovado el estado de emergencia, como resultado de la mejora de la situación país respecto a la propagación y control de esta enfermedad. La pandemia ha sido catalogada como la peor crisis sanitaria y económica en el último tiempo. La pandemia nos ha desafiado a adaptarnos y ser ágiles en las decisiones, privilegiando siempre tres grandes acciones: la primera; asegurar el bienestar de nuestros trabajadores; la segunda; asegurar la continuidad operacional de nuestra empresa, fundamental para mantener el suministro eléctrico del país y, finalmente, coordinarnos de la mejor forma posible con nuestros grupos de interés, como accionistas, clientes, proveedores y comunidades, para mantener un diálogo directo y colaborar con cada uno de ellos en lo que sea posible. Desde los inicios de esta crisis formamos un Comité de Crisis e implementamos 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. El Gobierno actualmente funciona con el Plan Paso a Paso, una estrategia gradual para enfrentar la pandemia según la situación sanitaria de cada zona en particular. Se trata de 5 escenarios o pasos graduales, que van desde la Cuarentena hasta la Apertura Avanzada, con restricciones y obligaciones específicas. El avance o retroceso de un paso particular a otro está sujeto a indicadores epidemiológicos, red asistencial y trazabilidad. Chile mantiene un sólido desempeño en el proceso de vacunación y superó las 16 millones de personas vacunadas.

## HECHOS DESTACADOS

### CUARTO TRIMESTRE DE 2021

- **Feller Rate: Cambio de perspectiva a estable:** Con fecha 28 de diciembre Feller Rate ratificó la clasificación de solvencia de Engie Energía Chile en AA-. Ratificó además la clasificación de sus acciones en Primera Clase Nivel 2 y cambió las perspectivas de Positivas a Estables lo que responde a los mayores desafíos que se podrían gatillar ante la eventual aceleración del plan de inversiones y la correcta ejecución de éste, junto con la generación de Ebitda.
- El Coordinador Eléctrico Nacional autorizó la **entrada en operación comercial del Parque Eólico Calama**, 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 tiene una capacidad instalada de 151,2 MW y está compuesto por 36 aerogeneradores.
- Con fecha 22 de noviembre se recibió una **carta de la CNE con la Resolución Exenta CNE N° 496** donde se indica que se debe postergar hasta una fecha posterior al 30 de junio de 2022, la desconexión y retiro del equipamiento existente de las unidades generadoras U14 y U15 de propiedad de Engie Energía Chile S.A. de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-18° de la Ley General de Servicios Eléctrico. Esto se concluye a partir del análisis del Informe CEN, donde se indica que el retiro de las unidades U14 y U15 de la Central Térmica Tocopilla afectaría la seguridad del suministro eléctrico. Así, en particular de acuerdo con lo constatado por el Coordinador en el Informe CEN, en todos los casos estudiados se considera la salida de las unidades generadoras U14 y U15 a diciembre del 2021, lo que tensiona el ajuste entre oferta y demanda y eleva los consumos de diésel.

- **Licitación de línea HVDC Kimal – Lo Aguirre:** El proceso de licitación de los derechos de ejecución y explotación de la línea de transmisión en HVDC Kimal - Lo Aguirre culminó con la adjudicación al “Consortio Yallique”, conformado por las empresas ISA Inversiones Chile SpA, Transelec Holdings Rentas Limitadas y China Southern Power Grid International (HK) Co. Limited. La propuesta presentada contempla un Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de US\$116,3 millones. El proyecto considera una línea de transmisión en corriente continua (HVDC) de 1.500 kilómetros entre las regiones de Antofagasta y Metropolitana, con tecnología bipolar con retorno metálico dedicado y 2 estaciones convertidoras AC/DC. Esta obra es de vital importancia para transportar la energía de bajo costo que se proyecta en el norte del país. La puesta en servicio de este proyecto se estima para el año 2028.

### TERCER TRIMESTRE DE 2021

- **Dividendo provisorio:** 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, el que fue pagado a los accionistas el día 26 de agosto de 2021.
- **Financiamiento BID Invest:** El 27 de agosto de 2021, la compañía giró la totalidad del financiamiento de US\$125 millones firmado con BID Invest el 23 de diciembre de 2020 para financiar la construcción del Parque Eólico Calama en el marco de un programa que fomenta la aceleración del proceso de descarbonización de la compañía.
- **Récord de precios bajos en la licitación de suministro a clientes regulados 2021/01.** En septiembre, la Comisión Nacional de Energía (CNE) llevó a cabo la licitación de suministro para clientes regulados 2021/01, en la cual se adjudicaron 2.310 GWh/año a un precio promedio de 23,78 US\$/MWh. El bajo nivel de precio alcanzado muestra un verdadero hito desde que se instauró el esquema de licitaciones en 2005.
- El 21 de septiembre de 2021, el Coordinador Eléctrico Nacional dio a conocer los resultados de la licitación de obras de transmisión, en la cual Engie fue adjudicada la construcción de la subestación La Ligua, que representará una inversión estimada de US\$19 millones.

### SEGUNDO TRIMESTRE DE 2021

- **Venta de cuentas por cobrar:** El día 30 de junio ENGIE Energía Chile S.A. vendió a Chile Electricity PEC SpA el tercer grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica, mientras que Eólica Monte Redondo SpA concretó la venta de estos saldos el día 5 de julio de 2021. Chile Electricity PEC SpA obtuvo financiamiento de una emisión internacional privada con giros diferidos bajo el formato 4a2 que contó con la participación de los fondos de inversión Allianz, IDB Invest y Goldman Sachs. Durante el segundo trimestre y los primeros días de julio, EECL y EMR vendieron saldos por un valor nominal de US\$28,8 millones, obteniendo recursos líquidos por US\$20,8 millones y registrando un gasto financiero US\$8 millones.
- **Fitch Ratings** ratificó la clasificación en escala nacional a largo plazo de Engie Energía Chile S.A. (Engie Energía Chile) en ‘AA(cl)’ y las clasificaciones de riesgo en escala internacional de largo plazo en moneda extranjera y local en ‘BBB+’. También ratificó la clasificación de los bonos no garantizados por US\$850 millones en ‘BBB+’ y la clasificación de acciones en ‘Primera Clase Nivel 2(cl)’. La Perspectiva es Estable. Las clasificaciones de Engie Energía Chile reflejan solidez en el perfil crediticio basada en mejoras de su estructura de capital.
- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 27 de abril de 2021, se adoptaron los siguientes acuerdos:

- a. Aprobar la propuesta del Directorio de repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2020, la cantidad total de US\$51.055.643,26, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$0,0484716314 por acción, pagadero el día 20 de mayo de 2021 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha.
- b. Designar como empresa de auditoría externa a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.
- c. Mantener para los servicios de clasificación continua de los títulos accionarios de la Sociedad a las firmas “Feller Rate Clasificadora de Riesgo” y “Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda.”.

## **PRIMER TRIMESTRE DE 2021**

- **Fondo de estabilización:** El 11 de marzo de 2020 la Comisión Nacional de Energía publicó la Resolución Exenta N°72 con reglas y disposiciones necesarias para la implementación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas establecido en la Ley 21.185 del 2 de noviembre de 2019. Este mecanismo considera el congelamiento de tarifas de electricidad en los niveles vigentes en el primer semestre de 2019 hasta fines del año 2027, sujeto a ciertos mecanismos de ajuste determinados en la ley, mientras que los precios que las compañías generadoras cargan a las compañías distribuidoras se mantendrán según los contratos vigentes entre ellas. El mecanismo produce un diferencial entre las tarifas que las compañías generadoras están facultadas a cobrar según sus contratos y las tarifas aplicadas en la recaudación a los clientes finales sujetos a regulación de precios. A raíz de este diferencial de tarifas, las compañías generadoras están reportando cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo conjunto da origen al llamado fondo de estabilización. Según la Ley 21.185 este fondo podrá crecer hasta julio de 2023 o hasta que acumule la cantidad total de US\$1.350 millones, según lo que ocurra primero. Se espera que una vez que se hagan efectivos los contratos de suministro eléctrico adjudicados en licitaciones más recientes a precios más bajos, los precios promedio de los contratos entre compañías generadoras y compañías distribuidoras comiencen a bajar gradualmente, situándose por debajo del precio estabilizado que se mantendrá vigente con los ajustes que la Ley establece hasta el 31 de diciembre de 2027. A partir del momento en que las tarifas contractuales promedio se sitúen por debajo del precio estabilizado, las compañías distribuidoras podrán comenzar a pagar las cuentas por cobrar que forman parte del fondo de estabilización. Al 31 de diciembre de 2021 las cuentas por cobrar no corrientes que mantenía EECL por este concepto llegaban a aproximadamente US\$90 millones, luego de concretarse la venta de US\$167,3 millones en cuentas por cobrar entre enero y julio de 2021 como se explica a continuación.
  - Con fecha 20 de enero de 2021 Engie Energía Chile S.A. (EECL) y Eólica Monte Redondo SpA (“EMR”), filial de EECL, alcanzaron un acuerdo con Goldman Sachs & Co. LLC y Goldman Sachs Lending Partners LLC (“GS”) sobre los términos y condiciones de una operación de financiamiento, en el marco de la Ley N° 21.185, que “Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Tarifas” y de la Resolución Exenta N° 72, de la Comisión Nacional de Energía (conjuntamente, la “Regulación del Mecanismo de Estabilización de Precios”). En virtud de lo acordado con GS, EECL y EMR podrán vender gradualmente a Chile Electricity PEC SpA (el “Comprador”), según se publiquen los decretos de Precio de Nudo Promedio con sus correspondientes cuadros de saldos de pago, las cuentas por cobrar a Distribuidoras de las que son o podrían llegar a ser titulares en virtud de la Regulación del Mecanismo de Estabilización de Precios por un monto total comprometido de hasta US\$162 millones. El 27 de enero de 2021, EECL y su filial EMR alcanzaron un acuerdo con la Inter-American Investment Corporation (“IDB Invest”) bajo el cual IDB Invest participará en el financiamiento de la adquisición por parte del Comprador de una parte de las referidas cuentas por cobrar. En virtud de lo acordado con IDB Invest, EECL y EMR podrán vender gradualmente al Comprador, según se publiquen los decretos de Precio de Nudo Promedio con sus correspondientes cuadros de saldos de pago, cuentas por cobrar a Distribuidoras en virtud de la Regulación del Mecanismo de Estabilización de Precios por un monto total comprometido de hasta US\$74,7 millones.

- Con fecha 8 de febrero, ENGIE Energía Chile S.A. y su filial Eólica Monte Redondo SpA vendieron a Chile Electricity PEC SpA el primer grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica. Engie Energía Chile S.A. concretó la venta del segundo grupo de saldos el día 31 de marzo, mientras que su filial Eólica Monte Redondo SpA concretó la venta del segundo grupo de saldos generados a su favor el día 1 de abril. Estas ventas, realizadas según los términos y condiciones de los acuerdos firmados con Goldman Sachs y IDB Invest, informados en Hechos Esenciales publicados los días 20 y 30 de enero de 2021, comprendieron cuentas por cobrar por un valor nominal total de US\$141,9 millones, lo que representa alrededor del 54% de los saldos que ENGIE espera acumular durante el período de vigencia del mecanismo. El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra fue registrado como gasto financiero del ejercicio 2021 (US\$40,9 millones en el primer trimestre y US\$0,9 millones en abril de 2021).
- La agencia **Standard and Poor's (S&P)** recortó la clasificación crediticia soberana para Chile desde "A+" a "A", cambiando la perspectiva desde "negativa" a "estable. El ajuste obedeció a un deterioro de las finanzas públicas del país, y la agencia estimó que, a pesar de la recuperación económica en curso, la deuda pública aumentará en los próximos años ante mayor presión de gasto social.
- **Ley de Eficiencia Energética:** El 13 de febrero, el Gobierno publicó oficialmente la Ley de Eficiencia Energética. La ley establece que el Ministerio de Energía tendrá que presentar un plan de eficiencia energética cada cinco años. El primer plan impondrá un objetivo de reducción de la intensidad energética del 10% para 2030 en comparación con 2019.

## 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

Mes	Mínimo					Promedio				Máximo			
	A. Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220	Quillota 220	A. Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220	A. Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220
Ene	18,9	18,5	18,8	-	18,8	41,6	40,4	41,9	39,9	151,8	147,8	149,9	148,5
Feb	25,1	24,8	23,7	-	24,5	43,1	42,1	40,1	40,4	148,7	146,6	140,3	143,4
Mar	28,0	27,7	26,9	-	27,2	68,7	67,6	64,3	67,2	182,4	178,1	180,2	179,4
Abr	25,3	25,0	24,3	24,4	24,4	44,8	44,2	43,4	43,4	106,3	104,6	106,2	104,9
May	27,5	27,1	-	-	26,7	45,2	44,1	40,9	41,0	99,5	96,4	100,1	99,4
Jun	26,7	26,2	25,6	26,0	25,7	43,7	42,8	41,6	42,2	107,6	104,9	108,2	106,2
Jul	-	-	-	-	-	31,5	30,5	31,6	30,8	90,2	86,3	93,9	90,2
Ago	-	-	-	-	-	31,5	30,4	30,4	28,9	126,3	121,0	133,1	126,1
Sep	-	-	-	-	-	29,3	28,2	29,2	28,4	66,1	62,9	74,1	67,3
Oct	-	-	-	-	-	30,8	29,5	34,2	30,9	80,0	76,2	132,3	119,2
Nov	-	-	-	-	-	32,8	31,6	34,9	31,3	87,5	83,5	106,3	94,8
Dic	-	-	-	-	-	42,1	40,6	43,1	41,5	132,3	126,1	140,3	131,2

2021 Mes	Mínimo					Promedio					Máximo				
	Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220	Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220	Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220
Ene	-	0,2	0,2	0,2	0,2	50,8	58,9	57,1	86,9	58,1	145,6	157,3	153,2	172,4	159,7
Feb	-	-	-	34,7	-	75,9	84,5	83,2	151,3	85,4	169,6	169,6	165,5	206,2	167,8
Mar	17,3	21,6	26,3	35,3	27,3	75,6	84,2	87,4	165,5	90,3	173,0	178,1	177,7	232,7	185,7
Abr	0,4	0,5	0,4	0,5	0,5	71,3	78,3	82,7	130,2	85,5	170,2	179,8	179,6	191,4	184,9
May	0,2	0,2	0,2	9,0	0,2	77,1	81,5	81,6	108,8	84,0	198,3	184,7	181,7	209,2	187,0
Jun	9,0	10,5	10,3	7,5	10,4	67,2	67,8	65,9	62,6	65,9	195,7	192,6	187,2	188,7	189,5
Jul	-	19,8	19,8	21,1	20,0	105,3	122,3	128,9	126,2	129,3	197,4	206,9	207,8	216,6	210,0
Ago	-	-	-	-	-	99,4	113,8	127,7	130,4	128,5	314,3	305,3	302,0	324,7	312,1
Sep	-	-	-	-	-	47,1	55,9	56,6	67,5	58,1	175,6	192,4	185,9	208,9	191,6
Oct	-	-	-	-	-	48,7	49,7	48,6	145,4	49,6	219,8	211,7	203,3	240,0	211,5
Nov	-	-	-	-	-	67,8	70,4	70,3	207,3	72,0	275,1	241,5	235,6	288,1	238,5
Dic	-	-	-	-	-	84,5	89,1	86,6	212,0	88,8	225,5	217,8	212,9	267,4	223,4

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Cabe notar que en el primer trimestre de 2021 hubo un alza en los costos marginales con respecto a los trimestres anteriores, debido a varios factores: i) menor disponibilidad de agua en los embalses, lo que significó menor generación hidráulica en el sistema ii) indisponibilidades y fallas de centrales eficientes a carbón en el sistema, básicamente producto de la postergación de mantenimientos de 2020 por la pandemia, y iii) menor disponibilidad de gas en el sistema producto de la ausencia de gas argentino y retrasos en la importación de GNL producto de las tormentas en Estados Unidos. Debido a esto, el precio promedio en el nodo Crucero fue de 67,4 USD/MWh en el primer trimestre de 2021 vs 48,7 USD/MWh en el primer trimestre de 2020. Estos factores hicieron que se tuviera que suplir la menor generación eficiente con energía producida por centrales con mayores costos variables (carbón menos eficiente o diésel).

En el segundo trimestre, los costos marginales siguieron altos, no solo por la falta de disponibilidad de agua y centrales térmicas eficientes, sino por alzas significativas en los precios internacionales de los combustibles fósiles y de los costos de flete. En el mes de abril el costo marginal promedio en Crucero fue de 71 USD/MWh, un aumento de 28 USD/MWh sobre abril 2020, principalmente por la menor disponibilidad de centrales hidráulicas y el despacho de unidades termoeléctricas de mayores costos para compensar fallas e indisponibilidades en el sistema (unidades indisponibles/en mantenimiento: Guacolda 1,3,4, Angamos 1,2, IEM). En mayo, el costo marginal en el nudo Crucero alcanzó un promedio de 77 USD/MWh, 37 USD/MWh por sobre el promedio de mayo de 2020, principalmente por la menor disponibilidad de centrales hidráulicas y operación de unidades de mayor costo (unidades indisponibles/en mantenimiento: Guacolda 3, CTH, Ventanas 2, Kelar, U15, CTM1,2,3). Finalmente, en junio el costo marginal promedio en Crucero fue de 67 USD/MWh, 26 USD/MWh por sobre junio de 2020. (unidades indisponibles/mantenimiento: Angamos 1, Guacolda 2, CTH). El costo marginal promedio del segundo trimestre en el nudo Crucero fue de 71,9 USD/MWh. vs. los 41,9 USD/MWh del 2T20.

En el tercer trimestre, los costos marginales siguieron altos, no solo por la falta de disponibilidad de agua y centrales térmicas eficientes, sino por alzas más pronunciadas en los precios internacionales de los combustibles fósiles y los costos de flete. No obstante, la lluvia caída en agosto y septiembre mejoró los pronósticos hidrológicos para el cuarto trimestre de 2021. En el mes de julio el costo marginal promedio en Crucero fue de 105,3 USD/MWh, +73,7 USD/MWh sobre julio 2020, producto principalmente de la menor disponibilidad de centrales hidráulicas y el despacho de unidades termoeléctricas de mayores costos para compensar fallas e indisponibilidades en el sistema (unidades indisponibles/en mantenimiento: Guacolda, Angamos, Ventanas). En agosto, el costo marginal en el nudo Crucero alcanzó un promedio de 99,4USD/MWh, +69 USD/MWh por sobre el promedio de agosto de 2020, principalmente por la menor disponibilidad de centrales hidráulicas y operación de unidades de mayor costo (unidades indisponibles/en mantenimiento: IEM, CTM2). Finalmente, en septiembre el costo marginal cayó como producto de las lluvias, y el costo marginal promedio en Crucero, si bien bajó a 47,1 USD/MWh, fue superior en 17,9 USD/MWh al promedio de septiembre de 2020. Las unidades que reportaron indisponibilidades o mantenimientos en septiembre fueron Norgener, Nueva Renca, CTH, y Guacolda. El costo marginal promedio del tercer trimestre en el nudo Crucero fue de 83,9 USD/MWh. vs los 30,4 USD/MWh del 3T20.

En el cuarto trimestre, los costos marginales disminuyeron producto del inicio de periodo de deshielo, que fue excepcionalmente corto; sin embargo las alzas en los precios internacionales de los combustibles fósiles y de los costos de flete continuaron, alcanzando niveles máximos en octubre, para luego comenzar a descender gradualmente. En el mes de octubre el costo marginal promedio en Crucero fue de 49 USD/MWh, +14,5 USD/MWh

por sobre octubre 2020, aunque se mantuvo estable con respecto al mes anterior por el mayor aporte de generación hidráulica durante el periodo de deshielo (146 MW-medios), el aumento de la generación solar y la operación con gas argentino (600 MW-medios). En noviembre, el costo marginal en el nudo Crucero alcanzó un promedio de 68 USD/MWh, +33 USD/MWh por sobre el promedio de noviembre de 2020. Durante este mes, se mantuvo el nivel de generación hidráulica con respecto al mes pasado, pero hubo menor disponibilidad de unidades a carbón por mantenimientos (~600 MW) y menor disponibilidad de gas. Se observó un aumento promedio de 6 USD/MWh en los costos variables de la generación con carbón con respecto al mes anterior. Finalmente, en diciembre el costo marginal promedio en Crucero fue de 84,5 USD/MWh, superior en 41,4 USD/MWh al promedio de diciembre de 2020 producto del mayor número de unidades en mantenimiento (1.171 MW primera quincena y 616 MW segunda quincena) y fallas de unidades térmicas eficientes que deben ser sustituidas por unidades de mayor costo variable. Las unidades que reportaron indisponibilidades o mantenimientos en el último trimestre fueron Cochrane, Nueva Renca, Ventanas 2, Angamos, Guacolda, Santa María, Kelar, Nueva Ventanas, U16, CTA, CTH, CTM1 e IEM). El costo marginal promedio del cuarto trimestre en el nudo Crucero fue de 67 USD/MWh. vs los 37,4 USD/MWh del 4T20.

## 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>2020</u>	<u>2021</u>	<u>% Variación</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>% Variación</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>% Variación</u>	<u>2020</u>	<u>2021</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	57,0	52,0	-9%	63,2	54,8	-13%	2,01	2,71	35%	50,4	67,8	35%
Febrero	50,5	59,0	17%	55,7	62,3	12%	1,91	5,35	180%	48,3	65,9	36%
Marzo	30,4	62,3	105%	33,5	65,3	95%	1,80	2,61	45%	47,9	68,4	43%
Abril	15,4	61,7	300%	18,1	64,9	258%	1,76	2,67	52%	45,0	71,8	60%
Mayo	29,0	65,9	127%	30,0	68,9	130%	1,75	2,93	67%	38,6	86,1	123%
Junio	38,5	72,3	88%	41,1	74,1	80%	1,63	3,35	105%	45,6	108,4	138%
Julio	40,6	72,2	78%	43,3	75,0	73%	1,76	3,85	119%	49,9	132,8	166%
Agosto	42,2	67,9	61%	44,5	71,0	60%	2,30	4,05	76%	49,0	148,8	204%
Septiembre	39,0	72,2	85%	40,3	75,0	86%	1,90	5,27	177%	52,3	173,0	231%
Octubre	39,6	81,8	107%	40,3	83,7	108%	2,48	5,51	122%	56,4	231,4	266%
Noviembre	40,7	77,5	90%	44,8	79,8	78%	2,62	4,77	82%	53,8	148,5	196%
Diciembre	46,9	71,4	52%	50,4	74,8	48%	2,57	3,71	44%	66,2	136,7	83%

Al comparar el año 2021 con 2020, podemos observar mayores precios internacionales de los combustibles, con variaciones de más de 112% en promedio. Básicamente, este nivel de precios se explica en el caso del carbón porque la demanda aumentó debido a una importante reactivación “post-pandemia”, en especial en China. Adicionalmente, China y otros países asiáticos sufrieron una ola de calor extrema y registraron cifras récord de demanda de electricidad, derivando en ocasiones a cortes de energía. Estas olas de calor, además, han provocado inundaciones que han afectado la producción en China e Indonesia y el transporte de carbón local.

Adicionalmente, en Europa los precios del gas también han subido a niveles récord producto de un desequilibrio entre la oferta, que no logra recuperarse, y una demanda en alza, ya que el gas es visto como el principal combustible que apoyar la transición energética en el mundo. La escasez y el alza de precios del gas han llevado a una reactivación de la generación con carbón.

Por otro lado, la oferta de carbón no ha reaccionado rápidamente a estos precios elevados, principalmente por la falta de financiamiento y porque son pocos los actores interesados en invertir en minas de carbón por la

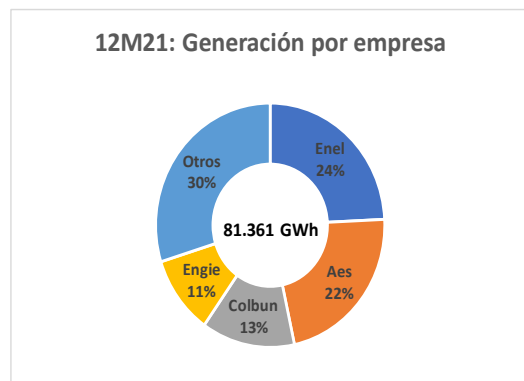
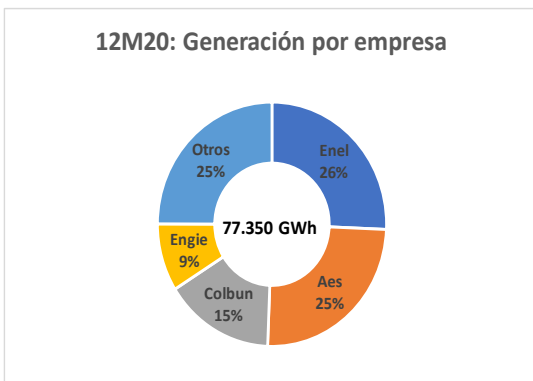
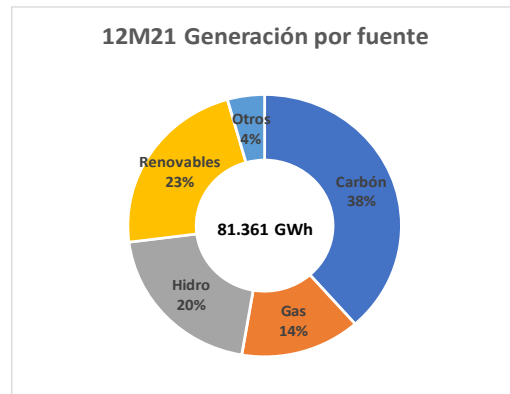
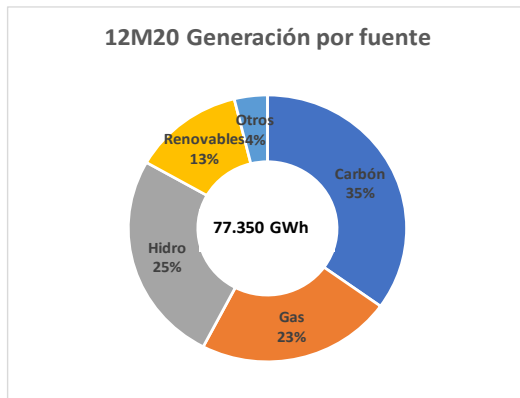


presión medioambiental. Por lo tanto, en general, las expansiones y/o aperturas de nuevas minas se han visto frenadas. El aumento de la oferta depende principalmente de que las minas existentes puedan retomar sus niveles de producción a plena carga. En el último trimestre de 2021, el gobierno chino tomó medidas para destrabar la oferta de carbón y estabilizar los precios, lo que se ha reflejado en una recuperación de la producción interna y 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.

### Generación

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación eléctrica en el SEN por tipo de combustible y por empresa durante 2020 y 2021:



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La Demanda Máxima registrada durante el año 2021 alcanzó los 11.303 MWh/h en el mes de diciembre, un 2,6% superior a la de 2020. Las ventas acumuladas a diciembre 2021 alcanzaron los 74.878,7 GWh, mostrando un incremento de 4,8% en ventas a clientes libres y de 4,3% en el segmento de clientes regulados respecto de 2020.

Respecto a la energía renovable, la producción anual alcanzó los 22.146,7 GWh. La energía solar presentó un incremento de 41% y la eólica de 31% con respecto a 2020. Durante este cuarto trimestre entraron en operación al sistema nuevos proyectos con una potencia bruta de 928,5 MW.

Durante el cuarto trimestre 2021, existió un 34% menos de generación hidráulica en comparación con el cuarto trimestre de 2020. Esta diferencia disminuye a 18% cuando se compara con el 4T19. A la fecha, las cotas de Laja y Maule se encuentran en valores relativamente similares a las de 2020, no así Ralco y Chapo, dado que el decreto de racionamiento ha permitido un aumento considerable de sus cotas. En cuanto a Rapel y Colbún, a pesar de generar de forma importante en el periodo de análisis, terminaron el año con cotas similares al año 2020, debido a las limitaciones estivales. Las lluvias y nevadas al término del tercer trimestre de 2021 mejoraron los afluentes de los embalses a partir de septiembre. Sin embargo, los afluentes comenzaron a decaer rápidamente a partir de noviembre y diciembre.

## 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 2021 y 31 de diciembre de 2020. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Comisión para el Mercado Financiero ([www.cmfchile.cl](http://www.cmfchile.cl)).

### Resultados de las operaciones

## Cuarto trimestre de 2021 comparado con el tercer trimestre de 2021 y cuarto trimestre de 2020

### Ingresos operacionales

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

	4T 2020		3T 2021		4T 2021		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes no regulados.....	163,5	54%	161,3	50%	197,2	55%	22%	21%
Ventas a clientes regulados.....	127,2	42%	160,3	49%	154,0	43%	-4%	21%
Ventas al mercado spot.....	9,6	3%	3,6	1%	4,9	1%	36%	-49%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia</b>	<b>300,3</b>	<b>84%</b>	<b>325,2</b>	<b>89%</b>	<b>356,0</b>	<b>91%</b>	<b>9%</b>	<b>19%</b>
Ventas de gas.....	13,4	4%	12,1	3%	9,4	2%	-22%	-30%
Otros ingresos operacionales.....	42,0	12%	28,5	8%	26,7	7%	-6%	-36%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>355,7</b>	<b>100%</b>	<b>365,8</b>	<b>100%</b>	<b>392,1</b>	<b>100%</b>	<b>7%</b>	<b>10%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.635	57%	1.662	56%	1.714	59%	3%	5%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.240	43%	1.303	44%	1.184	41%	-9%	-4%
Ventas de energía al mercado spot.....	5	0%	21	1%	25	1%	n.a	-
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.881</b>	<b>100%</b>	<b>2.986</b>	<b>100%</b>	<b>2.923</b>	<b>100%</b>	<b>-2%</b>	<b>1%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)</b>	<b>99,6</b>		<b>98,0</b>		<b>113,4</b>		<b>16%</b>	<b>14%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)</b>	<b>102,6</b>		<b>123,0</b>		<b>130,0</b>		<b>6%</b>	<b>27%</b>

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

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

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

En el cuarto trimestre de 2021, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$356 millones, aumentando un 19% (US\$38 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a mayores volúmenes de energía vendida a clientes libres y el mayor precio promedio monómico observado. El aumento de 21% 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. 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. Un aumento de 21% se verificó en los ingresos de clientes libres por una mayor demanda de clientes libres pese al término al 30 de junio de 2020 del contrato con Minera Zaldívar (~37 GWh/mes). 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 un aumento de volúmenes de venta a clientes libres y una disminución en el volumen de venta a clientes regulados. En el cuarto trimestre de 2021, el contrato de suministro con compañías distribuidoras de la zona centro-sur del SEN alcanzó los 759 GWh, una caída con respecto al cuarto trimestre de 2020 (807 GWh) debido a la entrada de nuevos actores al mercado que dio origen a una menor prorrata para la compañía.

En el cuarto trimestre de 2021, las ventas físicas al mercado spot fueron de 25 GWh, superiores a las del mismo trimestre del año anterior, mientras que en el tercer trimestre de 2021 alcanzaron los 21 GWh.

Durante el cuarto trimestre, las ventas de gas disminuyeron con respecto a periodos anteriores. 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, este ítem incluye el pago por parte de ENGIE Energía Chile de la compra del 40% de Inversiones Hornitos SpA en cuotas mensuales de acuerdo al contrato de suministro renegociado con AMSA que considera un descuento de tarifa según los términos comerciales acordados. En el primer trimestre de 2021, esta partida fue de US\$3,94 millones, en el segundo trimestre fue US\$4,01 millones, en el tercero fue de US\$4,17 millones y en el cuarto trimestre fue de 1,58 millones.

## Costos operacionales

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

	<u>4T 2020</u>		<u>3T 2021</u>		<u>4T 2021</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Amount</u>	<u>% of total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A</u>
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(48,9)	17%	(160,4)	45%	(117,6)	32%	-27%	141%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(90,7)	32%	(85,0)	24%	(125,2)	34%	47%	38%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(44,5)	16%	(43,6)	12%	(50,5)	14%	16%	14%
Otros costos directos de la operación	(89,9)	32%	(60,1)	17%	(62,9)	17%	5%	-30%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(274,0)</b>	<b>97%</b>	<b>(349,1)</b>	<b>98%</b>	<b>(356,2)</b>	<b>96%</b>	<b>2%</b>	<b>30%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(8,0)	3%	(6,2)	2%	(9,1)	2%	47%	15%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,0)	0%	(1,0)	0%	(1,0)	0%	10%	5%
Otros ingresos/costos de la operación...	(0,7)	0%	1,5	0%	(6,0)	2%		
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(283,7)</b>	<b>100%</b>	<b>(354,8)</b>	<b>100%</b>	<b>(372,4)</b>	<b>100%</b>	<b>5%</b>	<b>31%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	792	61%	1.713	70%	1.084	67%	-37%	37%
Gas.....	358	28%	678	28%	335	21%	-51%	-6%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	5	0%	2	0%	0	0%	-87%	-95%
Hidro/Solar/Eólico.....	134	10%	52	2%	201	12%	286%	51%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.288</b>	<b>100%</b>	<b>2.444</b>	<b>100%</b>	<b>1.621</b>	<b>100%</b>	<b>-34%</b>	<b>26%</b>
Menos Consumos propios.....	(155)	-12%	(195)	-8%	(128)	-8%	-34%	-17%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.133</b>	<b>39%</b>	<b>2.249</b>	<b>80%</b>	<b>1.493</b>	<b>50%</b>	<b>-34%</b>	<b>32%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	1.667	57%	434	15%	1.228	41%	183%	-26%
Compras de energía bajo contrato ....	127		127		265	9%	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>2.927</b>	<b>100%</b>	<b>2.810</b>	<b>100%</b>	<b>2.986</b>	<b>100%</b>	<b>6%</b>	<b>2%</b>

La generación bruta de electricidad aumentó un 26% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 34% con respecto al 3T21. Se registró una menor generación a carbón con respecto al trimestre anterior debido principalmente a la menor disponibilidad de unidades y por el menor despacho de unidades menos eficientes

especialmente al inicio del periodo de deshielo. En particular, en el cuarto trimestre CTM1, CTM2, y CTH estuvieron temporalmente fuera de servicio. En tanto la generación con gas fue menor que en trimestres anteriores debido al mantenimiento de la central de ciclo combinado, U16. La generación renovable se incrementó de manera importante en este periodo producto del inicio de la operación comercial del Parque Eólico Calama y de la energización total del parque fotovoltaico Tamaya.

Con respecto al sistema, las condiciones de mayor sequedad causaron una reducción de 20% en la generación hidráulica durante 2021, pasando de 20,6 Twh en 2020 a 16,5 Twh en 2021. Esta menor producción fue reemplazada con generación con gas y carbón. Sin embargo, alrededor de 800 MW de capacidad de carbón eficiente estuvo indisponible, generando el despacho de centrales menos eficientes, lo que se tradujo en mayores costos medios de operación del sistema. Las lluvias de agosto/septiembre ayudaron a desestresar el sistema. Respecto al periodo de deshielo en el cuarto trimestre, se observó un bajo aporte de caudal de deshielo.

En el 4T21, a pesar de las alzas de precios, el ítem de costo de combustibles presentó una caída importante respecto al trimestre inmediatamente anterior por la caída en la generación propia. En tanto, respecto al 4T20, muestra un alza debido al mayor nivel de generación propia y al alza de los precios de los commodities a nivel mundial que afectó directamente al costo de generación.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$34,5 millones (38%) con respecto al mismo trimestre de 2020, fundamentalmente por mayores volúmenes de energía comprada en el mercado spot y mayores precios spot promedio en el trimestre. El mayor volumen de compras se explica por la menor generación de nuestras unidades eficientes por mantenimientos y por la indisponibilidad de algunas unidades del sistema, que significó el despacho de nuestras unidades menos eficientes (U14/15 – CTM1/2). Respecto al trimestre anterior, se observa también un importante aumento en los volúmenes de energía comprada y una caída en la generación propia. Los precios de compra fueron algo menores, pero aun así se registró un incremento de 47% en el costo de compra de energía y potencia al mercado spot. Parte de los contratos de venta de energía fue suministrada con contratos de respaldo con otros operadores del sistema (265 GWh), los que mostraron un aumento gracias a nuevos contratos firmados durante el año.

En el cuarto trimestre de 2021, el costo de la depreciación fue levemente superior 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.

Los gastos de administración y ventas fueron mayores que los del trimestre anterior y los del 3T20 en parte debido a mayores gastos asociados a proyectos e informática.

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 el resultado neto reportado por TEN que fue una pérdida de US\$6,1 millones en el trimestre debido al reconocimiento del probable impacto que tendría en los estados de resultados de TEN la aplicación retroactiva de los valores anuales de transmisión según el decreto tarifario que se encuentra en tramitación. Si bien las nuevas tarifas aún no han sido publicadas y la compañía no descarta recurrir a instancias legales en caso de mantener discrepancias con éstas o con su proceso de determinación, la compañía ha reconocido el impacto estimado en los resultados de TEN en 2021, según lo exige la norma contable (IFRS).

## Margen Eléctrico

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

	2020					2021				
	1T20	2T20	3T20	4T20	2020	1T21	2T21	3T21	4T21	2021
<b>Margen Eléctrico</b>										
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	305,8	271,9	287,2	300,3	1.165,2	286,8	340,5	325,2	356,0	1.308,5
Costo de combustible.....	(80,8)	(83,6)	(59,9)	(48,9)	(273,2)	(83,6)	(107,6)	(160,4)	(117,6)	(469,2)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(93,2)	(69,2)	(71,7)	(90,7)	(324,8)	(104,7)	(90,0)	(85,0)	(125,2)	(404,9)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>131,8</b>	<b>119,0</b>	<b>155,6</b>	<b>160,7</b>	<b>567,1</b>	<b>98,5</b>	<b>142,9</b>	<b>79,8</b>	<b>113,2</b>	<b>434,4</b>
Margen eléctrico	43%	44%	54%	54%	49%	34%	42%	25%	32%	33%

En el cuarto trimestre de 2021, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una disminución de US\$47,5 millones con respecto al cuarto trimestre del año anterior, disminuyendo en términos porcentuales a 32%. Por una parte, hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia (+US\$55,7 millones), fundamentalmente por una recuperación en la demanda de clientes libres y 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\$68,7 millones) por el alza del precio de los commodities a nivel mundial, así como también un mayor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$34,5 millones) debido a los mayores precios de compra y mayores volúmenes comprados. En definitiva, se observó un aumento en el costo promedio de la energía suministrada desde US\$49/MWh en el cuarto trimestre de 2020 a US\$81/MWh en el cuarto trimestre de 2021, lo que excedió al aumento en los ingresos, generando una importante disminución del margen eléctrico.

## Resultado operacional

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

EBITDA	4T 2020		3T 2021		4T 2021		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	355,7	100%	365,8	100%	392,1	100%	7%	10%
Total costo de ventas	(274,0)	-77%	(349,1)	-95%	(356,2)	-91%	2%	30%
<b>Ganancia bruta.....</b>	<b>81,7</b>	23%	<b>16,7</b>	5%	<b>35,9</b>	9%	<b>115%</b>	<b>-56%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(9,7)	-3%	(5,7)	-2%	(16,2)	-4%	185%	68%
<b>Ganancia Operacional.....</b>	<b>72,0</b>	20%	<b>11,0</b>	3%	<b>19,7</b>	5%	<b>79%</b>	<b>-73%</b>
Depreciación y amortización.....	45,5	13%	44,6	12%	51,6	13%	16%	13%
<b>EBITDA.....</b>	<b>117,5</b>	33,0%	<b>55,6</b>	15,2%	<b>71,3</b>	18,2%	<b>28%</b>	<b>-39%</b>

El EBITDA del cuarto trimestre de 2021 llegó a US\$71,3 millones, una disminución de US\$46,2 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. Por otra parte, los ingresos de la operación incluyeron el beneficio por la compra del 40% de CTH (US\$1,58 millones) los que en 4T20 alcanzaron los US\$8,03 millones. Por último, en el mes de diciembre se reconoció el impacto en los resultados de TEN del posible efecto retroactivo del nuevo valor anual de transmisión según el decreto tarifario que aún se encuentra en tramitación (-US\$7,1 millones), lo que contribuyó a explicar la caída de EBITDA en el cuarto trimestre de 2021.

A pesar del reconocimiento de la pérdida en la relacionada TEN, la comparación con el trimestre inmediatamente anterior muestra una recuperación de EBITDA de US\$15,7 millones fundamentalmente por la mejora en el margen eléctrico.

## Resultados financieros

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

	4T 2020		3T 2021		4T 2021		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
<b>Resultados no operacionales</b>								
Ingresos financieros.....	(0,6)	0%	0,4	0%	0,3	0%	-21%	-163%
Gastos financieros.....	(9,9)	-3%	(8,9)	-3%	(10,9)	-3%	22%	10%
Diferencia de cambio.....	(4,4)	-1%	8,0	2%	11,1	3%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(9,3)	-3%	(0,2)	0%	(6,3)	-2%		
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(24,1)</b>	<b>-7%</b>	<b>(0,7)</b>	<b>0%</b>	<b>(5,8)</b>	<b>-2%</b>		
Ganancia antes de impuesto.....	47,9	14%	10,3	3%	13,9	4%	35%	-71%
Impuesto a las ganancias.....	(7,6)	-2%	(1,6)	0%	(5,2)	-2%	221%	-33%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	40,3	12%	8,7	3%	8,7	3%	1%	-78%
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>40,3</b>	<b>12%</b>	<b>8,7</b>	<b>3%</b>	<b>8,7</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>-78%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,038</b>	<b>0%</b>	<b>0,008</b>	<b>0%</b>	<b>0,008</b>	<b>0%</b>		

El mayor gasto financiero en el cuarto trimestre, en comparación con el tercer trimestre de 2021 se debió principalmente a dos efectos: una menor capitalización de intereses en los proyectos en construcción (US\$2,4 millones en el 4T21 en comparación con US\$3,4 millones en el 3T21) y mayores gastos financieros por el préstamo de US\$125 millones con BID Invest que fue otorgado a fines de agosto, 2021. Esto último también explica parte del aumento de US\$1 millón en los gastos financieros en el cuarto trimestre de 2021 en comparación con el cuarto trimestre de 2020. La mayor parte de nuestro gasto financiero recurrente la constituyen los intereses devengados de los bonos 144-A que ascendieron a US\$8,9 millones en cada uno de los trimestres analizados.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$11,1 millones en el cuarto trimestre de 2021, lo que compara con una pérdida de US\$4,4 millones en el 4T20 y una utilidad de US\$8 millones en el 3T21. Esto se debió principalmente al efecto de una marcada depreciación del peso chileno a partir del tercer trimestre de 2021 sobre los pasivos relacionados a leasing financiero (IFRS 16) que aumentaron significativamente por las concesiones onerosas sobre terrenos para el futuro desarrollo de proyectos renovables. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos, pasivos y flujos de efectivo en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar y provisiones).

## Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2021 es de 27% al igual que para 2020.

En el cuarto trimestre de 2021, el resultado neto después de impuestos registró una utilidad de US\$8,7 millones, al mismo nivel que la utilidad del tercer trimestre, pero una importante caída con respecto al año anterior. Esta importante disminución respecto a 4T20 se atribuye principalmente a los mayores costos de combustibles y mayores costos marginales que causaron una disminución en nuestro resultado operacional, así como el ajuste de US\$7 millones efectuado en diciembre por el reconocimiento contable del posible impacto retroactivo en los resultados de TEN luego de la publicación del decreto de tarificación que se encuentra aún en trámite.

## Año 2021 comparado con año 2020

### Ingresos operacionales

Información a diciembre 2021 (en millones de US\$)

	<u>12M20</u>		<u>12M21</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
<b>Ingresos de la operación</b>						
Ventas a clientes no regulados.....	612,9	53%	673,6	51%	60,7	10%
Ventas a clientes regulados.....	528,2	45%	614,3	47%	86,1	16%
Ventas al mercado spot.....	24,1	2%	20,6	2%	-3,5	-14%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>1.165,2</b>	<b>86%</b>	<b>1.308,5</b>	<b>88%</b>	<b>143,3</b>	<b>12%</b>
Ventas de gas.....	37,9	3%	37,8	3%	-0,1	0%
Otros ingresos operacionales.....	148,6	11%	132,3	9%	-16,3	-11%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>1.351,7</b>	<b>100%</b>	<b>1.478,6</b>	<b>100%</b>	<b>127,0</b>	<b>9%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	6.463	57%	6.675	57%	212	3%
Ventas de energía a clientes regulados.....	4.931	43%	4.946	42%	15	0%
Ventas de energía al mercado spot.....	15	0%	94	1%	79	530%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>11.408</b>	<b>100%</b>	<b>11.715</b>	<b>100%</b>	<b>306</b>	<b>3%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)</b>	<b>98,3</b>		<b>102,6</b>		<b>4,2</b>	<b>4%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)</b>	<b>107,1</b>		<b>124,2</b>		<b>17,1</b>	<b>16%</b>

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

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

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

En 2021, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.308,5 millones, aumentando un 12% (US\$143,3 millones) con respecto al mismo periodo de 2020, debido a la recuperación de la demanda de clientes regulados y 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 ligera recuperación en las ventas a clientes regulados, producto de menores restricciones en la actividad por los mejores indicadores asociadas al COVID 19, la que sin embargo se vio mermada por la menor prorrata de Engie dentro de los contratos con clientes regulados debido a la entrada en vigencia de nuevos contratos de suministro eléctrico.

En términos físicos, las ventas al mercado spot aumentaron debido a la mayor generación de CTA y de la central Los Loros, así como a la entrada en operaciones del Parque Eólico Calama y la energización total del parque fotovoltaico Tamaya. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el CEN.

El ítem ventas de gas se mantiene similar a la del periodo anterior. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). En este periodo, esta partida incluye un ingreso de US\$13,7 millones asociado al pago por parte de ENGIE Energía Chile de la compra del 40% de Inversiones Hornitos SpA en cuotas mensuales de acuerdo al contrato de suministro renegociado con AMSA que considera un descuento de tarifa según los términos comerciales acordados. En tanto, en 2020, esta partida reconoce US\$31,7 millones por este concepto. Adicionalmente, los otros ingresos



operacionales en 2021 incluyen US\$7,4 millones en compensaciones de seguro por lucro cesante por siniestros pasados ocurridos en las centrales IEM (US\$5,3 millones) y CTA (US\$2,1 millones).

### Costos operacionales

#### Información a diciembre 2021 (en millones de US\$)

	12M 2020		12M 2021		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
<b>Costos de la operación</b>						
Combustibles.....	(273,2)	25%	(469,2)	35%	195,9	72%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(324,8)	30%	(404,9)	30%	80,1	25%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(175,5)	16%	(181,9)	13%	6,4	4%
Otros costos directos de la operación	(270,1)	25%	(255,6)	19%	-14,6	-5%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(1.043,7)</b>	<b>97%</b>	<b>(1.311,6)</b>	<b>97%</b>	<b>267,9</b>	<b>26%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(32,6)	3%	(34,1)	3%	1,5	5%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(4,4)	0%	(3,9)	0%	-0,6	-13%
Otros ingresos/costos de la operación...	4,5	0%	(0,4)	0%		
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(1.076,3)</b>	<b>100%</b>	<b>(1.349,9)</b>	<b>100%</b>	<b>273,6</b>	<b>25%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	4.419	64%	5.709	68%	1.290	29%
Gas.....	2.176	31%	2.274	27%	98	5%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	23	0%	23	0%	0	-2%
Hidro/Solar.....	327	5%	389	5%	62	19%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>6.945</b>	<b>100%</b>	<b>8.394</b>	<b>100%</b>	<b>1.450</b>	<b>21%</b>
Menos Consumos propios.....	(507)	-7%	(648)	-8%	-141	28%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>6.438</b>	<b>56%</b>	<b>7.746</b>	<b>66%</b>	<b>1.308</b>	<b>20%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	4.645	40%	3.311	28%	-1.333	-29%
Compras de energía contrato puente.....	503	4%	639	5%	135	27%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>11.586</b>	<b>100%</b>	<b>11.696</b>	<b>100%</b>	<b>110</b>	<b>1%</b>

La generación bruta de electricidad aumentó un 21% en 2021 con respecto al año anterior, especialmente por el aumento de la generación en base a carbón. No solo hubo una mayor contribución de la generación a carbón, sino también a gas, y de la generación renovable debido a la compra de Eólica Monte Redondo en julio de 2020 así como por el aporte del Parque eólico Calama, que entró en operación comercial en el cuarto trimestre, y la energización de PV Tamaya.

En 2021, el ítem de costo de combustibles registró un aumento de 72%, o de US\$195,9 millones, debido a la mayor generación propia y a la importante alza de precio de los commodities a nivel mundial.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' aumentó en US\$80,1 millones (25%) con respecto a 2020, fundamentalmente por los mayores precios medios de compra pese a la disminución de 29% en el volumen de compra. Este mayor costo se explica por la menor disponibilidad de agua en el sistema, la menor disponibilidad de GNL y de gas argentino, así como también por la falla y/o mantenimiento de unidades eficientes del sistema, aun cuando se dieron altos niveles de generación con medios renovables.

Parte de los contratos de venta de energía fue suministrada con contratos de respaldo con otros operadores del sistema (639 GWh), que muestran un incremento de 27% respecto al año anterior producto de nuevos contratos y aumentos de volúmenes contratados en el período.

El costo de depreciación en 2021 fue levemente superior al del año anterior debido a las altas de activos al término de la construcción de proyectos (P.E. Calama) como de mantenimientos mayores de centrales.

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, primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Además, en el primer trimestre este ítem consideró una prima de US\$11,9 millones por la cancelación de un embarque de gas natural.

Los gastos de administración y ventas fueron levemente superiores a los del mismo periodo del año anterior.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, provisiones e ingresos varios, que presentan un bajo orden de magnitud. En esta partida se incluye el reconocimiento de la participación en el resultado neto reportado por TEN que fue una pérdida de US\$1,9 millones en 2021 en comparación con una utilidad de US\$4,4 millones en 2020. Esta pérdida se produjo por el reconocimiento contable retroactivo de los posibles efectos estimados de la aplicación del nuevo decreto tarifario que aún se encuentra en tramitación.

### Resultado operacional

#### Información a diciembre 2021 (en millones de US\$)

EBITDA	12M 2020		12M 2021		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.351,7	100%	1.478,6	100%	127,0	9%
Total costo de ventas	(1.043,7)	77%	(1.311,6)	89%	267,9	26%
<b>Ganancia bruta.....</b>	<b>308,0</b>	23%	<b>167,0</b>	11%	<b>-140,9</b>	<b>-46%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(32,6)	2%	(38,3)	3%	5,7	18%
<b>Ganancia Operacional.....</b>	<b>275,4</b>	20%	<b>128,7</b>	9%	<b>-146,7</b>	<b>-53%</b>
Depreciación y amortización.....	179,9	13%	185,8	13%	5,9	3%
<b>EBITDA.....</b>	<b>455,3</b>	33,7%	<b>314,5</b>	21,3%	<b>-140,8</b>	<b>-31%</b>

El EBITDA de 2021 alcanzó los US\$314,5 millones, con una disminución de 31% o de US\$140,8 millones, en comparación con el año anterior, debido principalmente a mayores costos de energía suministrada, explicados por mayores precios de combustibles y mayores precios medios de compra de energía y potencia al mercado spot. El ajuste contable efectuado en TEN explica US\$7 millones de esta disminución.

## Resultados financieros

### Información a diciembre 2021(en millones de US\$)

	12M 2020		12M 2021		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
<b>Resultados no operacionales</b>						
Ingresos financieros.....	2,5	0%	1,6	0%	-0,9	-37%
Gastos financieros.....	(59,5)	-5%	(88,8)	-9%	-29,3	49%
Diferencia de cambio.....	(7,3)	-1%	22,6	2%	29,9	-411%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	(7,5)	-1%	(3,3)	0%	4,2	-56%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(71,7)</b>	<b>-6%</b>	<b>(67,9)</b>	<b>-7%</b>		
Ganancia antes de impuesto.....	203,7	18%	60,8	6%	-142,9	-70%
Impuesto a las ganancias.....	(40,2)	-4%	(13,4)	-1%	26,8	
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	163,5	15%	47,4	5%	-116,2	-71%
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>163,5</b>	<b>15%</b>	<b>47,4</b>	<b>5%</b>	<b>-116,2</b>	<b>-71%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,155</b>	<b>0%</b>	<b>0,045</b>	<b>0%</b>		

La disminución en ingresos financieros se debió a menores tasas de interés y menores saldos promedio de efectivo.

El incremento en gastos financieros se debió a que este ítem incluye el 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, alcanzó US\$48,7 millones en 2021 y se registró como gasto financiero.

En tanto en 2020 se incluye el pago anticipado del bono 144A/RegS por US\$400 millones que fue refinanciado y pagado en su totalidad en el 1T20, pagando a los tenedores del bono una prima por el rescate anticipado de la emisión. En enero de 2020 EECL anunció un programa voluntario de rescate anticipado de estos bonos (“Any and All Tender Offer”) sujeto a la colocación de un nuevo bono que fue emitido exitosamente el 23 de enero de 2020 por un monto de US\$500 millones. Posteriormente, la Compañía hizo uso de la opción de prepago contenida en la documentación del bono con vencimiento original en enero de 2021, para realizar el pago de la obligación remanente con los tenedores de bonos que no participaron en el programa voluntario de rescate. En febrero de 2020 la Compañía completó el repago íntegro del bono por US\$400 millones además del pago de intereses y primas por rescates anticipados que ascendieron a US\$13,6 millones que fueron cargados en su totalidad a los resultados del ejercicio en el primer trimestre de 2020. El nuevo bono de US\$500 millones contempla un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 3,400% anual.

La capitalización de intereses en nuestros proyectos en construcción alcanzó los US\$10,1 millones en 2021, por sobre los US\$4,4 millones capitalizados en 2020.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$22,6 millones en 2021, la que compara con una pérdida de US\$7,3 millones en 2020, producto principalmente del efecto de la depreciación del peso chileno sobre las obligaciones en moneda local relacionadas a concesiones onerosas que califican como deuda financiera bajo IFRS16.

### Ganancia neta

En 2021, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$47,4 millones que compara con una ganancia de US\$163,5 millones en el mismo periodo de 2020. Como se explicó anteriormente, esta disminución se explica por el bajo resultado operacional del periodo y por el 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 diciembre de 2021, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$215 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$1.025 millones<sup>1</sup>, sin vencimientos de deuda hasta enero de 2025, excepto por un crédito de corto plazo con Scotiabank por US\$50 millones con vencimiento en abril de 2022.

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

<b>Estado de flujo de efectivo</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	231,3	132,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(241,5)	(202,7)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	2,9	52,0
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b>(7,3)</b>	<b>(18,8)</b>

### Flujos de caja provenientes de la operación

En 2021, EECL reportó un flujo neto de caja proveniente de la operación de US\$132 millones. Esta cifra se obtiene luego de varios movimientos de efectivo que se describen a continuación. El flujo de caja de la operación propiamente tal representó un ingreso neto de caja de US\$65,9 millones. A esta cifra se le deben restar pagos de intereses por US\$27,2 millones (US\$37,3 millones de intereses pagados menos US\$10,1 millones de intereses activados como inversiones en activos fijos) y pagos de impuesto a la renta de US\$25,3 millones. Luego, se le deben agregar los US\$118,7 millones de ingresos obtenidos por la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras bajo el mecanismo de estabilización de precios al cliente regulado. Esto explica los US\$132 millones de flujos provenientes de la operación mostrados en el estado de flujo de efectivo. Finalmente, a los US\$65,9 millones de ingresos de caja operacionales, le hemos descontado el pago duplicado de una factura de US\$30 millones por parte de un cliente a fines de diciembre que quedó registrado como deuda y no pudo ser devuelto sino hasta el primer día hábil del mes siguiente. Con esto estimamos que el flujo de caja neto proveniente de la operación ascendió a US\$36 millones en 2021, una disminución significativa en comparación con el flujo operacional registrado en 2020, debido principalmente al alza en los costos de combustibles y costos marginales del sistema.

En 2020, en cambio, EECL reportó un flujo de caja proveniente de la operación de US\$231,3 millones. Esta cifra está presentada después del pago de impuestos a la renta e impuestos verdes por un total de US\$78,3 millones y pagos de intereses de US\$55,7 millones. Estos, a su vez, incluyen la prima de US\$13,6 millones pagada por el rescate anticipado de los bonos 144-A. El flujo de caja proveniente de la operación antes de impuestos e intereses ascendió a US\$365,3 millones

### Flujos de caja usados en actividades de inversión

En 2021, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$203 millones, principalmente por las inversiones en activos fijos (US\$208,6 millones) y la recepción de US\$8 millones de pago de deuda por parte de TEN. Esta cifra es inferior a los US\$241,5 millones de egresos de caja por actividades de inversión reportados en 2020 debido a inversiones en activos fijos de US\$185 millones más la inversión en la compra de Eólica Monte Redondo (US\$53 millones). En 2021 no hubo adquisiciones. 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.

---

(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.

### *Inversiones en activos fijos*

Nuestras inversiones en activos fijos en 2020 y 2021 ascendieron a US\$185,1 millones y US\$208,6 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

<b>CAPEX</b>	<b><u>2020</u></b>	<b><u>2021</u></b>
Subestaciones de transmisión.....	15,3	8,3
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	9,8	13,1
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	5,1	6,6
Parque fotovoltaicos.....	88,5	105,4
Parques eólicos.....	61,0	65,2
Otros.....	5,4	10,0
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b><u>185,1</u></b>	<b><u>208,6</u></b>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En 2020 se registraron US\$4,4 millones en intereses capitalizados, mientras en 2021 éstos ascendieron a US\$10,1 millones.

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

En 2021 los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento fueron (i) los pagos de dividendos por US\$91,2 millones (definitivo contra la utilidad del año 2020 (US\$49,7 millones) y provisorio contra la utilidad del año 2021 (US\$41,5 millones)); (ii) el desembolso del financiamiento de BID Invest (US\$125 millones); la recepción de un aporte de capital en dinero por US\$24 millones de parte del accionista minoritario en nuestra filial Inversiones Hornitos y (iii) el pago de cuotas bajo contratos de arrendamiento financiero por US\$6,5 millones. El crédito por US\$50 millones con Banco Estado, fue refinanciado con un crédito con Scotiabank por el mismo monto. Los intereses de los bonos 144-A y de la deuda de corto plazo 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\$118,6 millones quedaron reflejados en los flujos provenientes de la operación.

En cambio, en 2020 se emitió un nuevo bono 144-A/Reg S por US\$500 millones cuyos fondos fueron destinados en su mayor parte al prepago del bono 144-A/Reg S por US\$400 millones con vencimiento original en enero de 2021, así como al pago de intereses, gastos, impuestos y primas de prepago. Asimismo, en ese período, la compañía prepagó dos créditos de corto plazo por un total de US\$80 millones con Scotiabank y Banco Estado, y luego en mayo giró un crédito de corto plazo por US\$50 millones con Banco Estado. Finalmente, en diciembre de 2020, la compañía pagó un dividendo provisorio de US\$66,6 millones.

#### **Obligaciones contractuales**

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre de 2021:

**Obligaciones Contractuales al 31/12/21**  
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	<b>Total</b>	<b>&lt; 1 año</b>	<b>1 - 3 años</b>	<b>3 - 5 años</b>	<b>Más de 5 años</b>
Deuda bancaria.....	175,0	50,0	-	7,7	117,3
Bonos (144 A/Reg S).....	850,0	-	-	350,0	500,0
Obligación con cliente.....	29,9	29,9	-	-	-
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	54,9	1,5	3,5	4,3	45,6
Leasing financiero - NIIF 16	147,3	6,3	8,8	12,3	119,9
Costo financiero diferido.....	(17,0)	-	(6,2)	(5,2)	(5,6)
Intereses devengados.....	14,3	14,3	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	5,5	5,5	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.260,0</b>	<b>107,6</b>	<b>6,1</b>	<b>369,0</b>	<b>777,3</b>

**Notas:**

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

Al 31 de diciembre de 2021, la deuda bancaria de corto plazo consistía en un préstamo de US\$50 millones con Scotiabank con vencimiento el 26 de abril de 2022. Este crédito es en dólares, devenga una tasa de interés fija y se encuentra documentado 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 28 de enero de 2020, la compañía completó una nueva emisión de bonos bajo el formato 144-A/Reg S con el propósito de refinanciar completamente un bono de US\$400 millones que tenía vencimiento el 15 de enero de 2021. La nueva emisión, por un monto de US\$500 millones, tiene una tasa cupón de 3,4% anual y vence el 28 de enero de 2030.

El día 23 de diciembre de 2020, la compañía firmó un acuerdo financiero con BID Invest mediante el cual BID Invest se comprometió a otorgar 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 de la construcción, operación y mantenimiento del parque eólico Calama. El financiamiento 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 (CO<sub>2</sub>) 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 que se hará efectivo por medio de un menor costo de financiamiento en el préstamo del CTF. De crearse un mercado de carbono durante la vigencia del préstamo, CTF y ENGIE compartirán cualquier incremento sobre el precio mínimo del carbono incorporado en el mecanismo piloto. La compañía giró el crédito en su totalidad el día 27 de agosto de 2021.

El leasing financiero corresponde a 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\$54,9 millones.

Al 31 de diciembre la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$147,3 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16.

Por último, como se indicó anteriormente, el último día hábil del año 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 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 27 de abril de 2021, 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 octubre de 2020 el Directorio de la compañía aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2020 por la cantidad de US\$66,6 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,0632310625 por acción, que se pagó a los accionistas el día 30 de noviembre de 2020 en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el día 23 de noviembre.

El día 27 de abril de 2021, en la Junta Ordinaria de Accionistas, se aprobó la distribución de un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio 2020 por la cantidad de US\$51.055.643,26, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$0,0484716314 por acción, pagadero el día 20 de mayo de 2021 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha.

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.

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

**Dividendos pagados por Engie Energía Chile S.A.**

<b>Fecha de Pago</b>	<b>Tipo de Dividendo</b>	<b>Monto</b> (en millones de US\$)	<b>US\$ por acción</b>
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 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 semestralmente. 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 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.

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

Nuestro negocio está sujeto al riesgo de fluctuaciones en la disponibilidad y en el precio de los combustibles. Tradicionalmente, nuestra política ha sido la de proteger a la compañía de estos riesgos mediante la indexación de las tarifas de energía incorporadas en nuestros contratos, procurando que la mezcla de combustibles considerada en nuestras tarifas y su indexación sea un buen reflejo de la composición de las fuentes de combustibles utilizada en nuestra generación de electricidad. Sin embargo, debido a (i) la variabilidad en los niveles de demanda que pueda haber bajo los contratos de suministro eléctrico (“PPAs”), (ii) la variabilidad que pueda tener el despacho de nuestras unidades generadoras, (iii) el no poder replicar perfectamente el costo de los combustibles en las tarifas de los PPAs, y (iv) la tendencia a desligar los precios de la electricidad de los precios de combustibles fósiles, es que al día de hoy mantenemos exposición residual a ciertos combustibles internacionales. Por ejemplo, a partir de 2021,



producto de nuestra estrategia de descarbonización, la indexación de la tarifa de varios de nuestros contratos de suministro eléctrico ha cambiado desde el precio del carbón a CPI de Estados Unidos. Esto presume un suministro sobre la base de fuentes de energía renovable o de compras de energía a costos marginales definidos por fuentes renovables. En la medida en que la mezcla de fuentes de suministro tenga un mayor componente de combustibles fósiles que la mezcla de combustibles utilizada en la determinación de tarifas, se producirá una exposición al riesgo de precios de combustibles. Otro ejemplo se refiere al contrato con compañías distribuidoras en la zona norte del SEN que se ajusta semestralmente según el índice Henry Hub y el índice de precios del consumidor de Estados Unidos. Existe un descalce entre el indicador Henry Hub utilizado para definir la tarifa de este contrato (promedio de 4 meses anteriores a la fecha de fijación de tarifa, la cual queda fija por seis meses) y el índice Henry Hub prevaleciente al momento de comprar cada embarque de GNL. En el caso específico de este contrato, este riesgo queda naturalmente acotado por el reajuste contractual de tarifa que se gatilla en caso de una variación superior al 10%. Periódicamente, definimos y ejecutamos una estrategia de coberturas financieras de nuestra exposición residual a los commodities internacionales, de tal manera de acotar nuestra exposición a los precios del carbón, el Brent y al Henry Hub

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

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. Posteriormente, el 30 de junio de 2021, Chile Electricity PEC completó la emisión de notas con desembolsos diferidos bajo el formato 4a2 por un monto total de US\$419 millones, con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs, que le permitieron comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2021 a cuatro grupos de compañías de generación eléctrica. 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 impacto en los estados financieros de 2021. En 2021, la compañía vendió cuentas por cobrar con un valor nominal total de US\$167,3 millones y registró un costo financiero de US\$48,7 millones.

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 diciembre de 2021, la Compañía tenía contratos de venta de dólares forward por un valor nominal total de

US\$102 millones, con US\$8,5 millones venciendo cada mes entre enero y diciembre de 2022. Por otra parte, en el pasado, la compañía y su filial CTA, han 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 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 contribuir a lograr una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 31 de diciembre de 2021, un 98,1% 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.

### 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 diciembre de 2021, un 89% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija, mientras que un 11% (US\$110 millones) de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable.

**Al 30 de diciembre de 2021**  
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025 y más</u>	<u>Total</u>
<b>Tasa Variable</b>							
(US\$)	2.295% p.a.	-	-	-	-	110,0	110,0
<b>Tasa Fija</b>							
(US\$)	0.880% p.a.	50,0	-	-	-	-	50,0
(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
<b>Total Tasa Fija</b>		<b>50,0</b>	-	-	-	<b>865,0</b>	<b>915,0</b>
<b>TOTAL</b>		<b>50,0</b>	-	-	-	<b>975,0</b>	<b>1.025,0</b>

### Riesgo de crédito

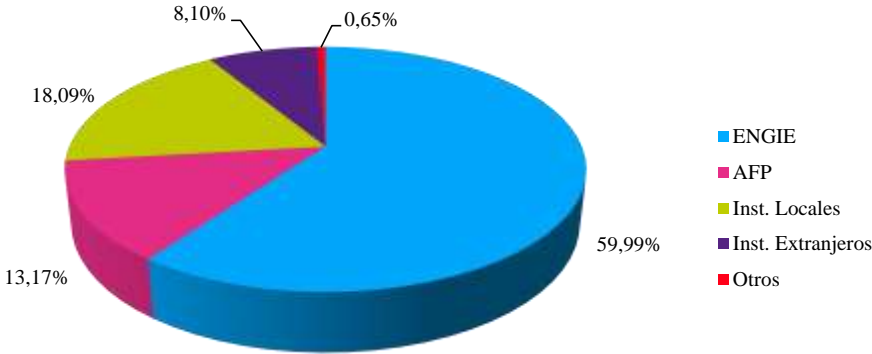
Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales de materias primas. 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. 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. La irrupción de la pandemia causada por el virus COVID-19 está causando una recesión económica a nivel nacional y mundial con la consiguiente incertidumbre en el comportamiento de la demanda y la capacidad financiera de los clientes de servicios esenciales para solventar el pago oportuno de sus consumos de energía y de otros servicios. Para enfrentar esta situación, la compañía ha dispuesto que sus áreas comerciales mantengan 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 DICIEMBRE DE 2021**

N° de accionistas: 2.142



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)											
	2020						2021					
	1T20	2T20	3T20	9M20	4T20	12M20	1T21	2T21	3T21	9M21	4T21	12M21
<b>Ventas físicas</b>												
Ventas de energía a clientes no regulados	1.672	1.662	1.493	4.828	1.635	6.463	1.628	1.671	1.662	4.961	1.714	6.675
Ventas de energía a clientes regulados	1.285	1.122	1.283	3.691	1.240	4.931	1.197	1.262	1.303	3.762	1.184	4.946
Ventas de energía al mercado spot	-	3	6	10	5	15	24	24	21	69	25	94
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.957</b>	<b>2.788</b>	<b>2.783</b>	<b>8.528</b>	<b>2.881</b>	<b>11.408</b>	<b>2.849</b>	<b>2.956</b>	<b>2.986</b>	<b>8.792</b>	<b>2.923</b>	<b>11.715</b>
<b>Generación bruta por combustible</b>												
Carbón.....	1.304	1.276	1.046	3.627	792	4.419	1.280	1.633	1.713	4.625	1.084	5.709
Gas.....	493	705	620	1.818	358	2.176	622	639	678	1.938	335	2.274
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	17	1	0	19	5	23	13	8	2	23	0	23
Hidro/ Solar.....	46	35	112	193	134	327	62	74	52	187	201	389
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.861</b>	<b>2.017</b>	<b>1.779</b>	<b>5.657</b>	<b>1.288</b>	<b>6.945</b>	<b>1.977</b>	<b>2.353</b>	<b>2.444</b>	<b>6.774</b>	<b>1.621</b>	<b>8.394</b>
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(82)	(148)	(122)	(352)	(155)	(507)	(146)	(179)	(195)	(520)	(128)	(648)
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.779</b>	<b>1.869</b>	<b>1.657</b>	<b>5.305</b>	<b>1.133</b>	<b>6.438</b>	<b>1.831</b>	<b>2.174</b>	<b>2.249</b>	<b>6.254</b>	<b>1.493</b>	<b>7.746</b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>	1.063	821	1.093	2.977	1.667	4.645	932	717	434	2.083	1.228	3.311
<b>Compras de energía bajo contrato (GWh)</b>	125	125	127	377	127	503	122	124	127	373	265	639
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<b>2.967</b>	<b>2.815</b>	<b>2.877</b>	<b>8.659</b>	<b>2.927</b>	<b>11.586</b>	<b>2.885</b>	<b>3.015</b>	<b>2.810</b>	<b>8.710</b>	<b>2.986</b>	<b>11.696</b>

## Estados de Resultados Trimestrales

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

#### IFRS

	1T20	2T20	3T20	4T20	12M20	1T21	2T21	3T21	4T21	12M21
<b>Ingresos de la operación</b>										
Ventas a clientes regulados.....	134,1	127,5	139,5	127,2	528,2	123,1	177,0	160,3	154,0	614,3
Ventas a clientes no regulados.....	164,0	142,9	142,5	163,5	612,9	158,4	156,7	161,3	197,2	673,6
Ventas al mercado spot y ajustes.....	7,8	1,5	5,2	9,6	24,1	5,3	6,9	3,6	4,9	20,6
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>305,8</b>	<b>271,9</b>	<b>287,2</b>	<b>300,3</b>	<b>1.165,2</b>	<b>286,8</b>	<b>340,5</b>	<b>325,2</b>	<b>356,0</b>	<b>1.308,5</b>
Ventas de gas.....	5,9	7,6	10,9	13,4	37,9	7,7	8,7	12,1	9,4	37,8
Otros ingresos operacionales.....	23,5	42,6	40,6	42,0	148,6	37,8	39,3	28,5	26,7	132,3
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>335,3</b>	<b>322,0</b>	<b>338,7</b>	<b>355,7</b>	<b>1.351,7</b>	<b>332,3</b>	<b>388,5</b>	<b>365,8</b>	<b>392,1</b>	<b>1.478,6</b>
<b>Costos de la operación</b>										
Combustibles.....	(80,8)	(83,6)	(59,9)	(48,9)	(273,2)	(83,6)	(107,6)	(160,4)	(117,6)	(469,2)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(93,2)	(69,2)	(71,7)	(90,7)	(324,8)	(104,7)	(90,0)	(85,0)	(125,2)	(404,9)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(41,2)	(41,7)	(48,1)	(44,5)	(175,5)	(44,4)	(43,4)	(43,6)	(50,5)	(181,9)
Otros costos directos de la operación	(52,9)	(62,5)	(64,8)	(89,9)	(270,1)	(71,4)	(61,2)	(60,1)	(62,9)	(255,6)
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(268,1)</b>	<b>(257,0)</b>	<b>(244,5)</b>	<b>(274,0)</b>	<b>(1.043,7)</b>	<b>(304,1)</b>	<b>(302,1)</b>	<b>(349,1)</b>	<b>(356,2)</b>	<b>(1.311,6)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(7,7)	(8,7)	(8,3)	(8,0)	(32,6)	(9,1)	(9,6)	(6,2)	(9,1)	(34,1)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(1,1)	(1,5)	(0,8)	(1,0)	(4,4)	(0,8)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(3,9)
Otros ingresos de la operación.....	(1,6)	4,9	1,9	(0,7)	4,5	2,6	1,6	1,5	(6,0)	(0,4)
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(278,5)</b>	<b>(262,3)</b>	<b>(251,8)</b>	<b>(283,7)</b>	<b>(1.076,3)</b>	<b>(311,5)</b>	<b>(311,2)</b>	<b>(354,8)</b>	<b>(372,4)</b>	<b>(1.349,9)</b>
<b>Ganancia operacional.....</b>	<b>56,8</b>	<b>59,7</b>	<b>86,8</b>	<b>72,0</b>	<b>275,4</b>	<b>20,7</b>	<b>77,3</b>	<b>11,0</b>	<b>19,7</b>	<b>128,7</b>
<b>EBITDA.....</b>	<b>99,1</b>	<b>103,0</b>	<b>135,8</b>	<b>117,5</b>	<b>455,3</b>	<b>65,9</b>	<b>121,7</b>	<b>55,6</b>	<b>71,3</b>	<b>314,5</b>
Ingresos financieros.....	1,6	1,0	0,5	(0,6)	2,5	0,6	0,3	0,4	0,3	1,6
Gastos financieros.....	(28,5)	(10,6)	(10,5)	(9,9)	(59,5)	(52,2)	(16,8)	(8,9)	(10,9)	(88,8)
Diferencia de cambio.....	(0,4)	(0,9)	(1,7)	(4,4)	(7,3)	1,7	1,9	8,0	11,1	22,6
Ut. (pp) de asociadas utilizando método de la participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	1,7	0,2	(0,1)	(9,3)	(7,5)	3,6	(0,5)	(0,2)	(6,3)	(3,3)
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(25,6)</b>	<b>(10,4)</b>	<b>(11,7)</b>	<b>(24,1)</b>	<b>(71,7)</b>	<b>(46,3)</b>	<b>(15,1)</b>	<b>(0,7)</b>	<b>(5,8)</b>	<b>(67,9)</b>
Ganancia antes de impuesto.....	31,3	49,4	75,2	47,9	203,7	(25,5)	62,2	10,3	13,9	60,8
Impuesto a las ganancias.....	(5,6)	(8,8)	(18,1)	(7,6)	(40,2)	8,0	(14,6)	(1,6)	(5,2)	(13,4)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	25,6	40,6	57,0	40,3	163,5	(17,6)	47,6	8,7	8,7	47,4
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...</b>	<b>25,6</b>	<b>40,6</b>	<b>57,0</b>	<b>40,3</b>	<b>163,5</b>	<b>(17,6)</b>	<b>47,6</b>	<b>8,7</b>	<b>8,7</b>	<b>47,4</b>
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>25,6</b>	<b>40,6</b>	<b>57,0</b>	<b>40,3</b>	<b>163,5</b>	<b>(17,6)</b>	<b>47,6</b>	<b>8,7</b>	<b>8,7</b>	<b>47,4</b>
<b>Ganancia por acción.....(US\$/acción)</b>	<b>0,024</b>	<b>0,039</b>	<b>0,054</b>	<b>0,038</b>	<b>0,155</b>	<b>(0,017)</b>	<b>0,045</b>	<b>0,008</b>	<b>0,008</b>	<b>0,045</b>

## Balance

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

	2020	2021
	Diciembre	Diciembre
<b>Activo corriente</b>		
Efectivo y efectivo equivalente	235,3	215,7
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	108,1	171,4
Impuestos por recuperar	29,9	23,9
Inventarios corrientes	76,7	158,3
Otros activos no financieros corrientes	14,9	46,9
<b>Total activos corrientes</b>	<b>464,9</b>	<b>616,2</b>
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.668,9	2.746,1
Otros activos no corrientes	587,2	636,5
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>3.721,0</b>	<b>3.998,9</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda financiera	68,6	106,2
Otros pasivos corrientes	254,9	291,3
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>323,5</b>	<b>397,5</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Deuda financiera	964,3	1.152,4
Otros pasivos de largo plazo	265,2	277,0
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>1.229,5</b>	<b>1.429,4</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>2.168,0</b>	<b>2.172,0</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>2.168,0</b>	<b>2.172,0</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>3.721,0</b>	<b>3.998,9</b>

### Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: La disminución en el efectivo de US\$19,7 millones a un saldo de US\$215,7 millones al 31 de diciembre se explica principalmente por los siguientes pagos: (i) inversiones en la construcción de proyectos (US\$199 millones); (ii) dividendos de US\$91 millones (dividendo definitivo 2020 de US\$50 millones y dividendo provisorio 2021 de US\$41,5 millones); (iii) intereses (US\$37 millones), e (iv) impuestos (US\$25 millones). Estos egresos fueron en gran parte compensados por los recursos provenientes de la operación (US\$36 millones); (ii) recursos provenientes de la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras (US\$118 millones); (iii) el aporte de capital en efectivo por US\$24 millones realizado por el anterior accionista

minoritario en Inversiones Hornitos; (iv) un pago de US\$8 millones recibido desde la compañía relacionada, TEN, y (v) el desembolso del préstamo de BID Invest por US\$125 millones en agosto de 2021.

Deudores comerciales: El aumento de US\$63,4 millones se compone de cambios en dos cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar registraron un aumento de US\$57,8 millones debido a (i) facturas de clientes relevantes que realizaron sus pagos a comienzos de enero de 2022 y (ii) acuerdos de pago diferido firmados en el contexto de la pandemia con algunas compañías distribuidoras. Por otra parte, se registró un aumento de 5,6 millones en las cuentas por cobrar a compañías relacionadas principalmente por una factura por cobrar a Engie Gas.

Inventarios corrientes: El aumento de US\$81,6 millones en esta partida se debe a un incremento en los inventarios de carbón (+US\$76,7 millones), gas natural licuado (+US\$2,9 millones) y caliza y cal hidratada (+2 millones). Los incrementos de inventarios de carbón y GNL involucran, tanto mayores volúmenes para compensar la falta de generación hidráulica debida a la sequía que afecta al país, como significativas alzas de precio de los productos mismos y de sus fletes.

Impuestos por recuperar: Esta partida mostró una disminución de US\$6,3 millones, producto de menores pagos provisionales mensuales (-US\$1,9 millones) y menores impuestos por recuperar de ejercicios anteriores (-US\$4,6 millones).

Otros activos no financieros corrientes: El aumento de US\$32 millones en esta partida se explica por un aumento de US\$26,6 millones en la cuenta IVA crédito fiscal debido al aumento de inversión en proyectos renovables y a un mayor saldo de pago anticipado de primas de seguros (US\$4,0 millones).

Propiedades, planta y equipos-neto: En 2021 se registró un aumento de US\$77,2 millones en este rubro ya que las altas de activos y obras en curso por la construcción de proyectos de generación de energía renovable y de transmisión (US\$253,6 millones) fueron contrarrestadas por la depreciación del período (US\$166 millones), y bajas y ventas de activos fijos por un valor total de US\$11,3 millones.

Otros activos no corrientes: Este rubro registró un aumento neto de US\$49,3 millones principalmente debido a (i) un mayor valor de la inversión en TEN asociado al “mark-to-market” de derivados (US\$27,3 millones); (ii) un aumento de US\$91,7 millones en el reconocimiento de activos por derecho de uso (IFRS16), básicamente concesiones de uso oneroso por terrenos para el desarrollo de proyectos de energía renovable; y (iii) la activación de costos de proyectos en desarrollo (US\$14,3 millones). Estos aumentos fueron parcialmente compensados con (i) la venta de cuentas comerciales por cobrar asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas que resultó en una reducción de US\$54,3 millones en esta partida; (ii) disminuciones en cuentas por cobrar a la relacionada TEN (US\$7,6 millones), (iii) amortización de activos intangibles (US\$16,3 millones), (iv) el paso de US\$4,6 millones invertidos en el proyecto Coya desde otros activos a obra en curso en activo fijo, y (v) una disminución de US\$1,3 millones en activos por impuestos diferidos.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento de US\$37,4 millones principalmente debido al pago duplicado de una factura de US\$29,8 millones por parte de un cliente el último día del año y que no pudo ser devuelto sino hasta principios de 2022. Además, se produjo un incremento de US\$5,5 millones en la valoración a mercado de derivados de cobertura de moneda extranjera y un aumento de US\$2,0 millones en la porción corriente de las obligaciones de leasing financiero de largo plazo.

Otros pasivos corrientes: Los demás pasivos corrientes registraron un aumento neto de US\$36,5 millones. Mientras las cuentas por pagar a proveedores registraron un aumento de US\$56,4 millones, se registraron reducciones en los saldos de las siguientes partidas: (i) US\$7,2 millones en la cuenta de IVA débito fiscal; (ii) US\$4,6 millones en beneficios a los empleados por el pago de los bonos anuales de desempeño, (iii) US\$6,5 millones en la provisión de impuesto a la renta por los menores resultados y el uso de depreciación instantánea, y (iv) US\$1,7 millones en las cuentas por pagar a entidades relacionadas.

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$188,1 millones en esta partida obedece (i) al préstamo de US\$125 millones de BID Invest y (ii) al aumento de US\$62,6 millones en los pasivos de leasing financiero por concesiones de uso oneroso de terrenos para el desarrollo de nuevos proyectos de inversión. Estos aumentos se



vieron ligeramente contrarrestados por el paso al corto plazo de US\$1,5 millones del contrato de peaje con la relacionada TEN.

**Otros pasivos de largo plazo:** El aumento de US\$11,8 millones en estos pasivos se explica por el aumento de US\$15,7 millones en impuestos diferidos por el uso de depreciación instantánea. Esto fue compensado por la disminución de US\$3,9 millones en la provisión de desmantelamiento de centrales debida 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\$4,0 millones en el patrimonio se explica por los siguientes movimientos: (i) la utilidad del ejercicio (US\$47,4 millones), (ii) el aporte de capital de US\$24 millones realizado por el anterior accionista minoritario en Inversiones Hornitos, y (iii) US\$29,2 millones en el valor patrimonial proporcional en TEN por la valorización a mercado de instrumentos financieros clasificados como cobertura contable. Estos aumentos se vieron parcialmente contrarrestados por el dividendo definitivo 2020 de US\$51 millones pagado en mayo de 2021, el dividendo provisorio 2021 de US\$41,5 millones pagado en agosto de 2021, y una menor valorización a mercado de los derivados de cobertura de EECL (US\$4 millones netos de impuesto).

## ANEXO 2

	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21
EBITDA*	105,6	99,1	103,0	135,8	117,5	65,9	121,7	55,6	71,3
Ganancia atribuible a la controladora	-32,2	25,6	40,6	57,0	40,3	-17,6	47,6	8,7	8,7
Gastos Financieros	12,5	28,5	10,6	10,5	9,9	52,2	16,8	8,9	10,9
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio									
					Dec/20				Dec/21
EBITDA (últimos 12 meses)					455,3				314,5
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)					163,5				47,4
Gastos Financieros (últimos 12 meses)					59,5				88,8
Deuda Financiera					1.032,9				1.258,6
Corriente					68,6				106,2
No-Corriente					964,3				1.152,4
Efectivo y efectivo equivalente					235,3				215,7
Deuda financiera neta					797,6				1.042,9

## INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-20	Dec-21	Var.
<b>LIQUIDEZ</b>	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,44	1,55	8%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,20	1,15	-4%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	141,4	218,7	55%
<b>ENDEUDAMIENTO</b>	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,72	0,84	17%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	7,66	3,54	-54%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,27	4,00	76%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,75	3,32	89%
<b>RENTABILIDAD</b>	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	7,5%	2,2%	-71%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	4,4%	1,2%	-73%

\*últimos 12 meses

Al 31 de diciembre de 2021, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,55x y 1,15x, respectivamente. Estos indicadores fueron el resultado de la disminución del pasivo circulante; específicamente, una disminución en el nivel de obligaciones del personal y provisión de impuestos. En consecuencia, aumentó el capital de trabajo medido como el total de activos corrientes menos el total de pasivos corrientes. La liquidez de la compañía continúa siendo fuerte por el nivel de caja disponible, su capacidad de generación de flujos de caja, y los bajos vencimientos de deuda en los próximos tres años.

La Razón de Endeudamiento a diciembre de 2021 se incrementa respecto a diciembre de 2020 debido principalmente al aumento del pasivo de largo plazo producto del giro del préstamo de US\$125 millones de BID Invest y también por el aumento en los arrendamientos financieros (IFRS 16) correspondientes a concesiones onerosas sobre terrenos para el desarrollo de proyectos renovables.

La Cobertura de Gastos Financieros para 2021 fue de 3,54x, que es menor que el indicador observado en diciembre de 2020 debido al aumento en los gastos financieros, por el 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 la caída de EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA subió a 4,0x producto principalmente del menor EBITDA de la compañía y mayor nivel de deuda. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste aumentó, llegando a 3,32 veces, producto de los menores niveles de EBITDA y de caja y mayores niveles de deuda.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 2,2% y 1,2%, respectivamente, disminuyendo respecto del cierre de diciembre de 2020 debido a la menor utilidad neta del periodo.

## CONFERENCIA TELEFÓNICA 12M21

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de diciembre 2021, el **jueves 3 de febrero** a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 10:00 AM (EST)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:

**+56 44 208 1274** dial- in local

**+1(412) 317-6378** internacional

**+1(844) 686-3841** toll free US

<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: 10163441. La repetición estará disponible hasta el día 15 de febrero 2022.