

**ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$188 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$30 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2021.**

EL EBITDA ALCANZÓ US\$122 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UN AUMENTO DE 18% CON RESPECTO AL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2020. EL AUMENTO SE EXPLICA POR UNA RECUPERACIÓN EN LA DEMANDA CLIENTES LIBRES Y REGULADOS.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$721 millones en el primer semestre de 2021, aumentando un 10% 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 primer semestre del año 2021 llegó a los US\$188 millones, una disminución de 7% en comparación con el primer semestre del año anterior, producto principalmente de un primer trimestre afectado por aumentos en los costos marginales del sistema debido a la escasez hídrica, menor disponibilidad de gas y fallas o mantenimientos de centrales a carbón en el sistema.
- **La utilidad neta** del primer semestre del año 2021 alcanzó US\$30 millones, una disminución de 55% con respecto al primer semestre del 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\$)**

	2T20	2T21	Var %	1S20	1S21	Var%
<b>Total ingresos operacionales</b>	<b>322,0</b>	<b>388,5</b>	<b>21%</b>	<b>657,3</b>	<b>720,8</b>	<b>10%</b>
Ganancia operacional	59,7	77,3	29%	116,6	98,1	-16%
<b>EBITDA</b>	<b>103,0</b>	<b>121,7</b>	<b>18%</b>	<b>202,1</b>	<b>187,7</b>	<b>-7%</b>
Margen EBITDA	32,0%	31,3%	0,1pp%	30,7%	26,0%	3,1 pp
Total resultado no operacional	(10,4)	(15,1)	n.a	(35,9)	(61,4)	71%
Ganancia después de impuestos	40,6	47,6	17%	66,2	30,0	-55%
<b>Ganancia atribuible a los controladores</b>	<b>40,6</b>	<b>47,6</b>	<b>17%</b>	<b>66,2</b>	<b>30,0</b>	<b>-55%</b>
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,039	0,045		0,063	0,028	
Ventas de energía (GWh)	2.788	2.956	6%	5.745	5.806	1%
Generación neta de energía (GWh)	1.869	2.174	16%	3.648	4.004	10%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	821	717	-13%	1.885	1.649	-12%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	125	124	-1%	249	246	-1%

*ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (“EECL”) participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 30 de junio de 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 S.A. El 40,01% restante se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a [www.engie-energía.cl](http://www.engie-energía.cl)*

# Índice

HECHOS DESTACADOS .....	3
HECHOS POSTERIORES.....	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2021 .....	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2021.....	4
ANTECEDENTES GENERALES .....	5
Costos Marginales SEN.....	6
Generación .....	7
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS .....	9
Segundo trimestre de 2021 comparado con el primer trimestre de 2021 y segundo trimestre de 2020.....	9
Ingresos operacionales .....	9
Costos operacionales.....	10
Margen Eléctrico.....	12
Resultado operacional .....	12
Resultados financieros .....	13
Ganancia neta.....	13
Primer semestre de 2021 comparado con el primer semestre de 2020 .....	14
Ingresos operacionales .....	14
Costos operacionales.....	15
Resultado operacional .....	16
Resultados financieros .....	17
Liquidez y recursos de capital .....	18
Flujos de caja provenientes de la operación.....	18
<b>Flujos de caja usados en actividades de inversión</b> .....	18
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Obligaciones contractuales.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
<b>Política de dividendos</b> .....	21
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	22
<b>Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles</b> .....	22
<b>Riesgo de tipos de cambio de monedas</b> .....	22
<b>Riesgo de tasa de interés</b> .....	22
Riesgo de crédito.....	24
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 DE JUNIO DE 2021 .....	25
ANEXO 1 .....	26
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS .....	26
Ventas Físicas .....	26
Estados de Resultados Trimestrales .....	27
Balance 28 .....	28
Principales Variaciones del Balance General .....	28
ANEXO 2 .....	31
INDICADORES FINANCIEROS.....	31
CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M21 .....	32

## HECHOS DESTACADOS

- **COVID-19:** El Coronavirus o COVID 19 llegó a Chile el 3 de marzo de 2020 y al 27 de julio de 2021 contabiliza 1.611.090 casos confirmados y 35.151 muertes. Chile se encuentra en fase 4 y en estado constitucional de catástrofe hasta el 30 de septiembre. La pandemia ha sido catalogada como la peor crisis sanitaria y económica en el último tiempo. Se estima que la economía chilena se contraería entre 6 y 7% en 2020 por coronavirus. En total, la demanda eléctrica ha disminuido aproximadamente un 8,9% desde la segunda semana de marzo de 2020. Mientras el consumo de nuestros clientes no regulados se ha mantenido estable desde el inicio de la pandemia, la demanda de nuestros clientes regulados mostró alzas en los dos primeros meses de 2020 y luego registró caídas en el resto del año para mostrar signos de recuperación en el tercer trimestre. En el primer semestre de 2021, la demanda de nuestros clientes libres mostró una disminución de 1% en comparación con el primer semestre de 2020, principalmente por el fin del PPA con Zaldivar en junio 30. En tanto, el consumo de nuestros clientes regulados mostró un aumento de 2%, en gran parte debido a la paulatina recuperación del nivel de actividad. 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. Hoy contamos con aproximadamente el 37% de nuestro personal trabajando en modalidad home office y cerca de 300 colaboradores directos y 400 colaboradores indirectos realizando turnos en diez sitios distintos, para asegurar la continuidad de las operaciones. 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 sujeta a indicadores epidemiológicos, red asistencial y trazabilidad. Chile mantiene un sólido desempeño en el proceso de vacunación y superó los 13 millones de personas vacunadas.

## HECHOS POSTERIORES

- **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, pagadero el día 26 de agosto de 2021.

## 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, EECL y EMR vendieron saldos por un valor nominal de US\$28 millones, obteniendo recursos líquidos por US\$20,5 millones y registrando un gasto financiero US\$7,5 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 USD850 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 producirá 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 30 de junio de 2021 las cuentas por cobrar no corrientes que mantenía EECL por este concepto llegaban a aproximadamente US\$26,3 millones, luego de concretarse la venta de US\$166,5 millones en cuentas por cobrar en el primer semestre 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 será 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, constatándose desde entonces una mayor estabilidad, menores niveles en los costos marginales de los distintos nodos del sistema interconectado nacional y flujos en ambas direcciones. Según datos del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), luego del inicio de la operación de Cardones-Polpaico, el costo marginal en la zona sur y centro ha descendido porque la línea de transmisión ayudó a que las barras de las distintas localidades se acoplaran. Además, se dejó de verter energía, en su mayoría 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	

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

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Cabe notar que en primer trimestre de 2021, en particular, 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. Es por esto que 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 tanto 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 los costos de flete. En el mes de abril el costo marginal promedio en Crucero fue de 71 USD/MWh, +28 USD/MWh sobre abril 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 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.

Precios de Combustibles

### International Fuel Prices Index

	WTI (US\$/Barrel)			Brent (US\$/Barrel)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			European coal (API 2) (US\$/Ton)		
	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>% Variation</u> <u>YoY</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>% Variation</u> <u>YoY</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>% Variation</u> <u>YoY</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>% Variation</u> <u>YoY</u>
Jan	57,0	52,0	-9%	63,2	54,8	-13%	2,01	2,71	35%	50,4	67,8	35%
Feb	50,5	59,0	17%	55,7	62,3	12%	1,91	5,35	180%	48,3	65,9	36%
March	30,4	62,3	105%	33,5	65,3	95%	1,80	2,61	45%	47,9	68,4	43%
April	15,4	61,7	300%	18,1	64,9	258%	1,76	2,67	52%	45,0	71,8	60%
May	29,0	65,9	127%	30,0	68,9	130%	1,75	2,93	67%	38,6	86,1	123%
June	38,5	72,3	88%	41,1	74,1	80%	1,63	3,35	105%	45,6	108,4	138%
July	40,6			43,3			1,76			49,9		
August	42,2			44,5			2,30			49,0		
September	39,0			40,3			1,90			52,3		
October	39,6			40,3			2,48			56,4		
November	40,7			44,8			2,62			53,8		
December	46,9			50,4			2,57			66,2		

Source: Bloomberg, IEA

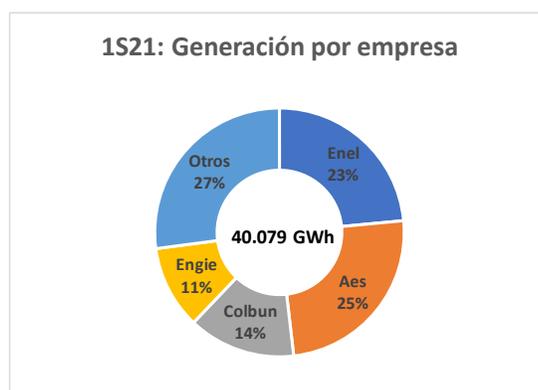
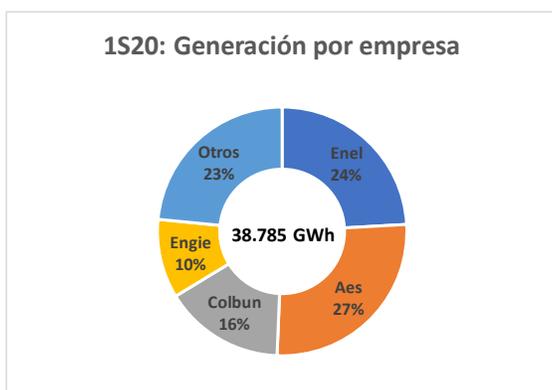
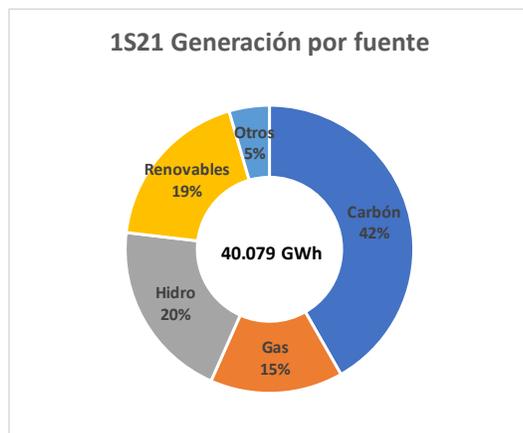
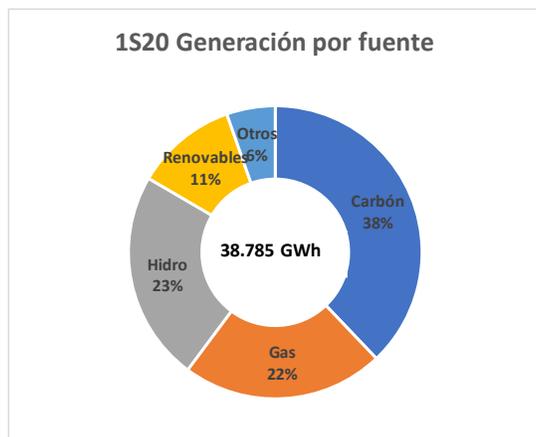
Al comparar el año 2021 con 2020, podemos observar mayores precios internacionales de los combustibles, con variaciones de más de 120% en promedio. Básicamente este nivel de precios se explica en el caso del carbón porque la demanda aumentó debido a una importante reactivación “post-pandemia”, en especial en China. Se espera que en China la demanda de energía industrial crezca un 15% este verano, mientras que la demanda en el sector de servicios aumentará a más del 17% año a año. Adicionalmente, en la actualidad China está sufriendo una ola de calor extrema y está registrando cifras récord de demanda de electricidad que podrían derivar en cortes de energía. Estas olas de calor, además, están provocando inundaciones que afectan la producción y el transporte de carbón local.

Adicionalmente, en Europa los precios del gas también han subido bastante y eso ha llevado a que se reactive la generación con carbón.

Por otro lado, la oferta no ha reaccionado rápidamente a estos precios elevados, principalmente porque son pocos los actores interesados en invertir en minas de carbón por la presión medioambiental y, por lo tanto, en general, las expansiones y/o aperturas de nuevas minas se han visto frenadas. El aumento de la oferta depende principalmente que las minas existentes puedan retomar sus niveles de producción a plena carga.

### Generación

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



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La Demanda Máxima registrada durante el año 2021 alcanzó los 11.227,4 MWh/h en el mes de junio, un 2,9% superior a la de 2020. Las ventas acumuladas a junio 2021 alcanzaron los 37.165 GWh, mostrando un incremento de 5,7% en ventas a clientes libres y de 1,6% en el segmento de clientes regulados respecto de 2020.

Respecto a la energía renovable, la producción anual alcanzó los 9.440 GWh. La energía solar presenta un incremento de 37,2% y la eólica de 27,7% respecto a 2020. Durante este segundo trimestre entraron en operación al sistema nuevos proyectos con una potencia bruta de 316 MW.

Durante el primer semestre de 2021 existió un 1% de mayor generación hidráulica en comparación al mismo periodo durante 2020. Esta diferencia cambia a -17% cuando se compara con el año 2019. Las cotas de Laja, Maule, Ralco y Chapo se encuentran más bajas a fines del primer semestre. Sin embargo, Rapel, Colbún e Invernada están con cotas superiores a las registradas hace un año. Hasta junio, dado el bajo afluente al lago Chapo, la generación de Canutillar ha sido bastante baja, lo cual ha repercutido en las alzas del precio Spot en la zona sur del Sistema. El Año hidrológico abril 2021 – junio 2021 se considera seco, con probabilidad de excedencia de 95,3%.

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, los que han sido objeto de auditoría de revisión limitada para los periodos finalizados al 30 de junio de 2021 y 30 de junio 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

## Segundo trimestre de 2021 comparado con el primer trimestre de 2021 y segundo trimestre de 2020

### Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2T 2020</u>		<u>1T 2021</u>		<u>2T 2021</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A.</u>
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes no regulados.....	142,9	53%	158,4	54%	156,7	46%	-1%	10%
Ventas a clientes regulados.....	127,5	47%	123,1	42%	177,0	52%	44%	39%
Ventas al mercado spot.....	1,5	1%	5,3	3%	6,9	2%	31%	371%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia</b>	<b>271,9</b>	<b>84%</b>	<b>286,8</b>	<b>84%</b>	<b>340,5</b>	<b>88%</b>	<b>19%</b>	<b>25%</b>
Ventas de gas.....	7,6	2%	7,7	4%	8,7	2%	14%	15%
Otros ingresos operacionales.....	42,6	13%	37,8	12%	39,3	10%	4%	-8%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>322,0</b>	<b>100%</b>	<b>332,3</b>	<b>100%</b>	<b>388,5</b>	<b>100%</b>	<b>17%</b>	<b>21%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.662	60%	1.628	57%	1.671	57%	3%	1%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.122	40%	1.197	43%	1.262	43%	5%	12%
Ventas de energía al mercado spot.....	3	0%	24	0%	24	1%	n.a	-
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.788</b>	<b>100%</b>	<b>2.849</b>	<b>100%</b>	<b>2.956</b>	<b>100%</b>	<b>4%</b>	<b>6%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)</b>	<b>86,7</b>		<b>99,1</b>		<b>96,5</b>		<b>-3%</b>	<b>11%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)</b>	<b>113,6</b>		<b>102,9</b>		<b>140,3</b>		<b>36%</b>	<b>24%</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 segundo trimestre de 2021, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$340,5 millones, aumentando un 25% (US\$68,6 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a mayores volúmenes de energía vendida a clientes libres y regulados por la recuperación de la demanda y el mayor precio promedio monómico observado. El aumento de 39% en los ingresos de clientes regulados se debió tanto a mayores precios como a un mayor volumen de ventas. 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, mientras que los mayores volúmenes están explicados por la paulatina recuperación de la actividad en el contexto del COVID 19. Un aumento de 10% se verificó en los ingresos de clientes libres por el mayor precio promedio monómico y 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 Gaby -Chuquicamata, Centinela y El Abra principalmente.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, se observa un aumento en el volumen de venta, tanto a clientes regulados como a clientes libres,

En el segundo trimestre de 2021, las ventas físicas al mercado spot fueron de 24 GWh, el mismo nivel respecto al trimestre anterior y superior al mismo trimestre del año anterior.

Durante el segundo trimestre, las ventas de gas reportaron niveles similares 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 y en el segundo trimestre fue US\$4,05 millones.

### Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	2T 2020		1T 2021		2T 2021		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(83,6)	32%	(83,6)	17%	(107,6)	35%	29%	29%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(69,2)	26%	(104,7)	32%	(90,0)	29%	-14%	30%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(41,7)	16%	(44,4)	16%	(43,4)	14%	-2%	4%
Otros costos directos de la operación	(62,5)	24%	(71,4)	32%	(61,2)	20%	-14%	-2%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(257,0)</b>	<b>98%</b>	<b>(304,1)</b>	<b>97%</b>	<b>(302,1)</b>	<b>97%</b>	<b>-1%</b>	<b>18%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(8,7)	3%	(9,1)	3%	(9,6)	3%	5%	11%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,5)	1%	(0,8)	0%	(1,0)	0%	23%	-33%
Otros ingresos/costos de la operación...	4,9	-2%	2,6	0%	1,6	-1%		
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(262,3)</b>	<b>100%</b>	<b>(311,5)</b>	<b>100%</b>	<b>(311,2)</b>	<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>19%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.276	63%	1.280	61%	1.633	69%	28%	28%
Gas.....	705	35%	622	28%	639	27%	3%	-9%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	1	0%	13	0%	8	0%	-36%	792%
Hidro/Solar.....	35	2%	62	10%	74	3%	19%	108%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.017</b>	<b>100%</b>	<b>1.977</b>	<b>100%</b>	<b>2.353</b>	<b>100%</b>	<b>19%</b>	<b>17%</b>
Menos Consumos propios.....	(148)	-7%	(146)	-12%	(179)	-8%	22%	21%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.869</b>	<b>66%</b>	<b>1.831</b>	<b>39%</b>	<b>2.174</b>	<b>72%</b>	<b>19%</b>	<b>16%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	821	29%	932	57%	717	24%	-23%	-13%
Compras de energía bajo contrato ....	125		122		124	4%	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>2.815</b>	<b>100%</b>	<b>2.885</b>	<b>100%</b>	<b>3.015</b>	<b>100%</b>	<b>5%</b>	<b>7%</b>

La generación bruta de electricidad aumentó un 17% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 19% con respecto al 1T21. Se registró una mayor generación a carbón con respecto a trimestres anteriores debido principalmente a la mayor disponibilidad de unidades y por el mayor despacho de unidades que habitualmente están fuera de orden de mérito. En particular, en este trimestre CTH estuvo fuera de servicio entre el 1 de mayo y 5 junio de 2021. En tanto la generación con gas fue mayor que en el trimestre anterior pero inferior al 2T20. Cabe destacar que a fin de junio un barco de gas fue cancelado por el proveedor aduciendo motivos de fuerza mayor.

Respecto al sistema, las condiciones de mayor sequedad causaron una reducción de 900 GWh en la generación hidráulica. Esta menor producción fue reemplazada con generación con gas y carbón. Sin embargo, alrededor de 900MW 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.

En el 2T21, el ítem de costo de combustibles fue superior al del trimestre inmediatamente anterior y al 2T20 debido al mayor nivel de generación propia y a los mayores precios de combustibles.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$20,8 millones (30%) con respecto al mismo trimestre de 2020, fundamentalmente por mayores precios spot promedio en el trimestre aun cuando se registraron menores volúmenes de energía comprada en el mercado spot. El menor volumen de compras se explica por la mayor generación de nuestras unidades eficientes 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 una disminución, tanto en volúmenes de energía comprada por la mayor generación propia, como por la caída en precios de compra. En el segundo trimestre de 2021, el contrato de suministro con compañías distribuidoras de la zona centro-sur del SEN alcanzó los 806 GWh, un aumento de 11% con respecto al segundo trimestre de 2020 debido al mayor nivel de actividad que se está observando producto de la evolución de la pandemia. Parte de este contrato fue suministrada con contratos de respaldo con otros operadores del sistema (124 GWh).

El costo de las compras de energía al mercado spot fue inferior al del trimestre anterior a pesar de haberse mantenido una menor disponibilidad de agua en el sistema, menor disponibilidad de GNL, ausencia de gas argentino, y fallas de unidades eficientes del sistema. Entre los factores positivos, se pudo observar un alto nivel de generación con medios renovables, especialmente en la zona centro-sur, y en algunos días, una mayor disponibilidad hidráulica que en el primer trimestre. Esto se tradujo en costos marginales de 71,9 US\$/MWh en promedio en el nodo Crucero en el segundo trimestre de 2021.

En el segundo trimestre de 2021, el costo de la depreciación se mantuvo en niveles similares a los de periodos anteriores.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. La caída de este ítem en comparación con el 1T21 obedece a que ese periodo considera una prima por US\$11,9 millones por la cancelación de un embarque de gas natural.

Los gastos de administración y ventas fueron mayores que los del trimestre anterior y los del 2T20 en parte debido a la apreciación del peso chileno.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, cargo único, provisiones e ingresos varios, además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$1,4 millones en el trimestre.

## Margen Eléctrico

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

	<u>2020</u>				<u>2021</u>	
	<u>1T20</u>	<u>2T20</u>	<u>3T20</u>	<u>4T20</u>	<u>1T21</u>	<u>2T21</u>
<b>Margen Eléctrico</b>						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	305,8	271,9	287,2	300,3	286,8	340,5
Costo de combustible.....	(80,8)	(83,6)	(59,9)	(48,9)	(83,6)	(107,6)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(93,2)	(69,2)	(71,7)	(90,7)	(104,7)	(90,0)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>131,8</b>	<b>119,0</b>	<b>155,6</b>	<b>160,7</b>	<b>98,5</b>	<b>142,9</b>
Margen eléctrico	43%	44%	54%	54%	34%	42%

En el segundo trimestre de 2021, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento de US\$23,9 millones con respecto al segundo trimestre del año anterior. Por una parte, hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia (+US\$68,6 millones), fundamentalmente por una recuperación en la demanda tanto de clientes libres como regulados 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\$24 millones) por la mayor generación propia, así como también un mayor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$20,8 millones) debido a los mayores precios de compra que sobrepasaron el efecto de los menores volúmenes comprados. En definitiva, se observó un aumento en el costo promedio de la energía suministrada, que fue inferior al aumento en los ingresos.

## Resultado operacional

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

EBITDA	<u>2T 2020</u>		<u>1T 2021</u>		<u>2T 2021</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A</u>
Total ingresos de la operación	322,0	100%	332,3	100%	388,5	100%	17%	21%
Total costo de ventas	(257,0)	-80%	(304,1)	-77%	(302,1)	-78%	-1%	18%
<b>Ganancia bruta.....</b>	<b>65,0</b>	20%	<b>28,1</b>	23%	<b>86,4</b>	22%	<b>207%</b>	<b>33%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(5,3)	-2%	(7,4)	-3%	(9,1)	-2%	22%	71%
<b>Ganancia Operacional.....</b>	<b>59,7</b>	19%	<b>20,7</b>	20%	<b>77,3</b>	20%	<b>273%</b>	<b>29%</b>
Depreciación y amortización.....	43,2	13%	45,2	13%	44,4	11%	-2%	3%
<b>EBITDA.....</b>	<b>103,0</b>	32,0%	<b>65,9</b>	33,0%	<b>121,7</b>	31,3%	<b>85%</b>	<b>18%</b>

El EBITDA del segundo trimestre de 2021 llegó a US\$121,7 millones, un aumento de US\$18,7 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente al mayor margen del negocio eléctrico producto del incremento en los ingresos de energía y potencia. Por otra parte, los ingresos de la operación incluyeron el beneficio por la compra del 40% de CTH (US\$4,05 millones) los que en 2T20 alcanzaron los US\$7,1 millones.

La comparación con el trimestre inmediatamente anterior muestra un aumento de EBITDA de US\$55,8 millones fundamentalmente por el importante aumento en el margen eléctrico.

## Resultados financieros

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

	2T 2020		1T 2021		2T 2021		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
<b>Resultados no operacionales</b>								
Ingresos financieros.....	1,0	0%	0,6	0%	0,3	0%	-51%	-72%
Gastos financieros.....	(10,6)	-3%	(52,2)	-3%	(16,8)	-5%	-68%	58%
Diferencia de cambio.....	(0,9)	0%	1,7	-1%	1,9	1%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,2	0%	3,6	-3%	(0,5)	0%		
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(10,4)</b>	<b>-3%</b>	<b>(46,3)</b>	<b>-7%</b>	<b>(15,1)</b>	<b>-5%</b>		
Ganancia antes de impuesto.....	49,4	14%	(25,5)	14%	62,2	19%	<b>-344%</b>	<b>26%</b>
Impuesto a las ganancias.....	(8,8)	-3%	8,0	-2%	(14,6)	-4%	-284%	66%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	40,6	12%	(17,6)	12%	47,6	14%	-371%	17%
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>40,6</b>	<b>12%</b>	<b>(17,6)</b>	<b>12%</b>	<b>47,6</b>	<b>14%</b>	<b>-371%</b>	<b>17%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,039</b>	<b>0%</b>	<b>(0,017)</b>	<b>0%</b>	<b>0,045</b>	<b>0%</b>		

El incremento del gasto financiero en el primer y segundo trimestre de 2021 se debió al efecto que tuvo en resultados la venta y cesión de los saldos generados a favor de Engie por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica (Ley N° 21.185 de noviembre 2019 – “PEC”). El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra, que incluye el descuento aplicado y gastos de la transacción, se registró como gasto financiero. En el segundo trimestre de 2021, este gasto ascendió a US\$7,5 millones, mientras que en el primer trimestre fue de US\$40,9 millones.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$1,9 millones en el 2T21 producto de una menor volatilidad cambiaria con tendencia a la apreciación del peso chileno desde principios de año. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar y provisiones).

Los otros ingresos no operacionales netos de este primer trimestre disminuyeron respecto a trimestres anteriores.

## 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 segundo trimestre de 2021, el resultado neto después de impuestos registró una utilidad de US\$47,6 millones, un importante aumento respecto a trimestres anteriores, particularmente el primer trimestre del año en que la compañía registró una pérdida de US\$17,6 millones por el menor margen eléctrico y los gastos financieros asociados a la venta de cuentas por cobrar. Este resultado obedece principalmente a la mejora en el resultado operacional.

# Primer semestre de 2021 comparado con el primer semestre de 2020

## Ingresos operacionales

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

	<u>6M20</u>		<u>6M21</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.....	306,9	53%	315,1	50%	8,2	3%
Ventas a clientes regulados.....	261,5	45%	300,1	48%	38,6	15%
Ventas al mercado spot.....	9,3	2%	12,1	2%	2,9	31%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>577,7</b>	<b>88%</b>	<b>627,3</b>	<b>87%</b>	<b>49,6</b>	<b>9%</b>
Ventas de gas.....	13,5	2%	16,4	2%	2,9	21%
Otros ingresos operacionales.....	66,1	10%	77,1	11%	11,0	17%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>657,3</b>	<b>100%</b>	<b>720,8</b>	<b>100%</b>	<b>63,5</b>	<b>10%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	3.335	58%	3.299	57%	-36	-1%
Ventas de energía a clientes regulados.....	2.407	42%	2.459	42%	52	2%
Ventas de energía al mercado spot.....	3	0%	48	1%	45	1349%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>5.745</b>	<b>100%</b>	<b>5.806</b>	<b>100%</b>	<b>61</b>	<b>1%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)</b>	<b>94,7</b>		<b>97,8</b>		<b>3,0</b>	<b>3%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)</b>	<b>108,6</b>		<b>122,1</b>		<b>13,4</b>	<b>12%</b>

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

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

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

En el primer semestre de 2021, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$627,3 millones, aumentando un 9% (US\$49,6 millones) con respecto al primer semestre 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 recuperación en las ventas a clientes regulados, producto de menores restricciones en la actividad por los mejores indicadores asociados al COVID 19.

En términos físicos, las ventas al mercado spot aumentaron. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el CEN.

El ítem ventas de gas tuvo una mayor contribución 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 semestre, esta partida incluye un ingreso de US\$7,95 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 el primer semestre de 2020, esta partida reconoce US\$15,3 millones por este concepto. Adicionalmente, los otros ingresos operacionales en el 1T21 incluyen US\$5,3 millones en compensaciones de seguro por un siniestro ocurrido en el pasado en la central IEM.

## Costos operacionales

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

	6M 2020		6M 2021		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
<b>Costos de la operación</b>						
Combustibles.....	(164,4)	30%	(191,2)	31%	26,7	16%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(162,4)	30%	(194,7)	31%	32,3	20%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(82,9)	15%	(87,8)	14%	4,9	6%
Otros costos directos de la operación	(115,4)	21%	(132,6)	21%	17,3	15%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(525,1)</b>	<b>97%</b>	<b>(606,3)</b>	<b>97%</b>	<b>81,1</b>	<b>15%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(16,3)	3%	(18,7)	3%	2,4	15%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(2,6)	0%	(1,9)	0%	-0,8	-29%
Otros ingresos/costos de la operación...	3,3	-1%	4,1	-1%		
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(540,7)</b>	<b>100%</b>	<b>(622,7)</b>	<b>100%</b>	<b>82,0</b>	<b>15%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	2.581	67%	2.913	67%	332	13%
Gas.....	1.198	31%	1.261	29%	63	5%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	18	0%	21	0%	2	13%
Hidro/Solar.....	81	2%	135	3%	54	67%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>3.878</b>	<b>100%</b>	<b>4.330</b>	<b>100%</b>	<b>452</b>	<b>12%</b>
Menos Consumos propios.....	(230)	-6%	(325)	-8%	-95	41%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>3.648</b>	<b>63%</b>	<b>4.004</b>	<b>68%</b>	<b>357</b>	<b>10%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	1.885	33%	1.649	28%	-235	-12%
Compras de energía contrato puente.....	249	4%	246	4%	-3	-
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>5.782</b>	<b>100%</b>	<b>5.900</b>	<b>100%</b>	<b>118</b>	<b>2%</b>

La generación bruta de electricidad aumentó un 12% con respecto al primer semestre del 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.

En el primer semestre de 2021, el ítem de costo de combustibles registró un aumento de 16%, o de US\$26,7 millones, debido a la mayor generación propia y al alza de precio de los combustibles.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' aumentó en US\$32,3 millones (20%) con respecto al primer semestre del año anterior, fundamentalmente por los mayores precios medios de compra pese a la disminución de 12% 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 la ausencia 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.

El mayor costo de depreciación en este semestre se debió al efecto de la incorporación de EMR y por la activación del mantenimiento mayor de la U16.

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. Este ítem fue más alto por el mayor costo de servicios de terceros (mantenciones). Además, este ítem considera en el 1T21 una prima por 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 la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$2,8 millones en el semestre.

### Resultado operacional

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

EBITDA	6M 2020		6M 2021		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	657,3	100%	720,8	100%	63,5	10%
Total costo de ventas	(525,1)	80%	(606,3)	84%	81,1	15%
<b>Ganancia bruta.....</b>	<b>132,2</b>	<b>20%</b>	<b>114,5</b>	<b>16%</b>	<b>-17,7</b>	<b>-13%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(15,6)	2%	(16,5)	2%	0,8	5%
<b>Ganancia Operacional.....</b>	<b>116,6</b>	<b>18%</b>	<b>98,1</b>	<b>14%</b>	<b>-18,5</b>	<b>-16%</b>
Depreciación y amortización.....	85,5	13%	89,6	12%	4,1	5%
<b>EBITDA.....</b>	<b>202,1</b>	<b>30,7%</b>	<b>187,7</b>	<b>26,0%</b>	<b>-14,4</b>	<b>-7%</b>

El EBITDA del primer semestre de 2021 alcanzó los US\$187,7 millones, con una disminución de 7% o de US\$14,4 millones, en comparación con igual periodo del 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.

## Resultados financieros

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

	6M 2020		6M 2021		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
<b>Resultados no operacionales</b>						
Ingresos financieros.....	2,6	0%	0,8	0%	-1,7	-68%
Gastos financieros.....	(39,1)	-3%	(69,0)	-7%	-29,9	76%
Diferencia de cambio.....	(1,3)	0%	3,6	0%	4,8	-384%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	1,9	0%	3,2	0%	1,3	69%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(35,9)</b>	<b>-3%</b>	<b>(61,4)</b>	<b>-6%</b>		
Ganancia antes de impuesto.....	80,6	7%	36,7	4%	<b>-44,0</b>	<b>-55%</b>
Impuesto a las ganancias.....	(14,4)	-1%	(6,7)	-1%	7,8	
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	66,2	6%	30,0	3%	<b>-36,2</b>	<b>-55%</b>
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>66,2</b>	<b>6%</b>	<b>30,0</b>	<b>3%</b>	<b>-36,2</b>	<b>-55%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,063</b>	<b>0%</b>	<b>0,028</b>	<b>0%</b>		

Los ingresos financieros registraron una leve caída debido a las menores tasas de interés.

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\$48,4 millones en el primer semestre de 2021 y se registró como gasto financiero.

En tanto en el primer semestre de 2020 se incluye el pago anticipado del bono 144A/RegS por US\$400 millones que fue refinanciado y pagado en su totalidad en el IT20, 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 diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$3,6 millones en el semestre, que compara con una pérdida de US\$1,3 millones en el primer semestre de 2020.

En este semestre los otros ingresos no operacionales netos registraron una pequeña utilidad de US\$3,2 millones.

### Ganancia neta

En el primer semestre de 2021, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$30 millones que compara con una ganancia de US\$66,2 millones en el primer semestre de 2020. Como se explicó anteriormente, esta disminución se explica por el bajo resultado operacional del primer trimestre 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 30 de junio de 2021, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$210 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$900 millones<sup>1</sup>, no existiendo 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 junio 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	3,2	107,7
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(79,6)	(79,0)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	69,5	(54,4)
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b>(6,9)</b>	<b>(25,7)</b>

### Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer semestre de 2021, EECL reportó un flujo de caja proveniente de la operación de US\$107,7 millones. Esta cifra se compone de varias partidas descritas a continuación para facilitar un mejor entendimiento del flujo de efectivo durante el semestre. El flujo de caja de la operación propiamente tal alcanzó los US\$22,5 millones. A esta cifra se le restan pagos de intereses por US\$13,5 millones, descontando US\$4,2 millones de intereses capitalizados, y pagos por impuestos a la renta de US\$19,4 millones. A este resultado se debe agregar US\$118,2 millones de ingresos obtenidos por la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras bajo el mecanismo de estabilización de precios al cliente regulado.

En el primer semestre de 2020 el flujo de caja proveniente de la operación llegó a los US\$3,2 millones. Esta cifra se obtiene del flujo operacional propiamente tal, que llegó a los US\$100,6 millones, al que se le restan intereses pagados por US\$25,8 millones, de los cuales US\$1,4 millones fueron capitalizados; US\$13,6 millones pagados en primas por el rescate anticipado de los bonos 144-A, y pagos de impuestos a la renta y de timbres y estampillas por US\$57,8 millones.

### Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer semestre de 2021, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$79 millones, principalmente por las inversiones en activos fijos (US\$87,2 millones) y la recepción de US\$8 millones de pago de deuda por parte de TEN. La inversión en activos fijos comprendió principalmente nuestra inversión en el Parque Eólico Calama, en los parques fotovoltaicos Tamaya, Capricornio y Coya, en subestaciones de transmisión y en mantenciones mayores de activos de generación y transmisión, como se detalla en el siguiente cuadro.

#### *Inversiones en activos fijos*

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer semestre de 2020 y de 2021 ascendieron a US\$82,7 millones y US\$87,2 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

---

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

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

<b>CAPEX</b>	<b><u>2020</u></b>	<b><u>2021</u></b>
Subestaciones de transmisión.....	-	5,2
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	3,8	6,9
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	12,0	2,8
Parque fotovoltaicos.....	43,7	25,9
Parques eólicos.....	22,7	42,0
Otros.....	0,5	4,4
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b><u>82,7</u></b>	<b><u>87,2</u></b>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En el primer semestre de 2020 se registraron US\$1,4 millones en intereses capitalizados, mientras en el primer semestre de 2021, éstos ascendieron a US\$4,2 millones.

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

En el primer semestre de 2021 los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento fueron el pago del dividendo definitivo contra la utilidad del año 2020 (US\$49,7 millones) y el pago de cuotas bajo contratos de arrendamiento financiero por US\$4,8 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\$118,2 millones quedaron reflejados en los flujos provenientes de la operación.

En cambio, en el primer semestre de 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 el primer semestre de 2020, 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.

***Obligaciones contractuales***

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio de 2021:

**Obligaciones Contractuales al 30/06/21**  
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.....	50,0	50,0	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	850,0	-	-	350,0	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	55,6	1,5	3,4	4,1	46,7
Leasing financiero - NIIF 16	170,7	7,5	14,7	9,3	139,2
Costo financiero diferido.....	(18,5)	-	(6,3)	(6,3)	(5,9)
Intereses devengados.....	13,9	13,9	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.121,7</b>	<b>72,8</b>	<b>11,7</b>	<b>357,1</b>	<b>680,0</b>

**Notas:**

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

Al 30 de junio de 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 otorgará un financiamiento de US\$125 millones a ENGIE Energía Chile, en una apuesta por acelerar la descarbonización de la matriz eléctrica de Chile. El financiamiento se compone de un préstamo senior de BID Invest de US\$74 millones, US\$15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés) y US\$36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund). La operación, con un plazo de hasta 12 años, consiste en el financiamiento de la construcción, operación y mantenimiento del parque eólico Calama. La operación contempla un innovador instrumento financiero que promueve la aceleración de las actividades de descarbonización, al monetizar el desplazamiento real de las emisiones de dióxido de carbono (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. Al 30 de junio de 2021, no se habían producido desembolsos de fondos bajo este crédito, el que se encuentra a entera disposición de la compañía.

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\$55,6 millones.

Por último, al 30 de junio la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$170,7 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16.

## 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 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, pagadero en agosto de 2021.

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

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

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo, 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo, 2014	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept. 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014 )	7,0	0,00665
27 de mayo, 2015	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre 2015	Provisorio (a cuenta de resultados 2015 )	13,5	0,01280
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2015 )	8,0	0,00760
26 de mayo de 2016	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2015)	6,8	0,00641
26 de mayo de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2016 )	63,6	0,06038
18 de mayo de 2017	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2016)	12,8	0,01220
22 de mayo de 2018	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2017)	30,4	0,02888
25 de octubre de 2018	Provisorio (a cuenta de resultados 2018 )	26,0	0,02468
24 de mayo de 2019	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2018)	22,1	0,02102
21 de junio de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados 2019 )	50,0	0,04747
13 de diciembre de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados 2019 )	40,0	0,03798
30 de noviembre de 2020	Provisorio (a cuenta de resultados 2020 )	66,6	0,06323
20 de mayo de 2021	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2020)	51,1	0,04847

## **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. Adicionalmente, 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 produce 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 aún más nuestra exposición al Brent y al Henry Hub mediante contratos swaps financieros.

## **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 tendrá impacto en los estados financieros de 2021. En el primer semestre de 2021, la compañía vendió cuentas por cobrar con un valor nominal total de US\$166,5 millones y registró un costo financiero de US\$48,4 millones.

El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio, con contratos “forward” y opciones del tipo “zero-cost collars”. Al 30 de junio de 2021, la Compañía tenía contratos de venta de dólares forward por un valor nominal total de US\$42 millones, con US\$7 millones venciendo cada mes entre julio y diciembre de 2021. 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 30 de junio de 2021, un 91,1% 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**

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 30 de junio de 2021, un 100% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija.

**Al 30 de junio 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 v más</u>	<u>Total</u>
<b>Tasa Fija</b>							
(US\$)	0.880% p.a.	50,0	-	-	-	-	50,0
(US\$)	3,400% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	4,500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
<b>Total</b>		<b>50,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>850,0</b>	<b>900,0</b>

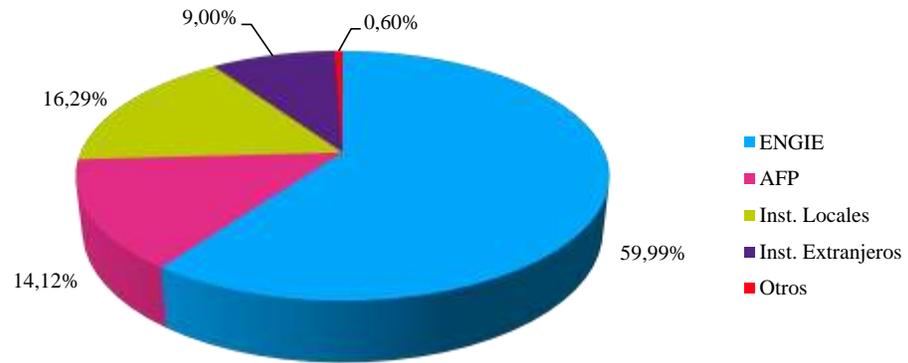
## Riesgo de crédito

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 menor. 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 30 DE JUNIO DE 2021**

N° de accionistas: 2.148



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)								
	<u>2020</u>						<u>2021</u>		
	<u>1T20</u>	<u>2T20</u>	<u>1S20</u>	<u>3T20</u>	<u>4T20</u>	<u>12M20</u>	<u>1T21</u>	<u>2T21</u>	<u>1S21</u>
<b>Ventas físicas</b>									
Ventas de energía a clientes no regulados	1.672	1.662	3.335	1.493	1.635	6.463	1.628	1.671	3.299
Ventas de energía a clientes regulados	1.285	1.122	2.407	1.283	1.240	4.931	1.197	1.262	2.459
Ventas de energía al mercado spot	-	3	3	6	5	15	24	24	48
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.957</b>	<b>2.788</b>	<b>5.745</b>	<b>2.783</b>	<b>2.881</b>	<b>11.408</b>	<b>2.849</b>	<b>2.956</b>	<b>5.806</b>
<b>Generación bruta por combustible</b>									
Carbón.....	1.304	1.276	2.581	1.046	792	4.419	1.280	1.633	2.913
Gas.....	493	705	1.198	620	358	2.176	622	639	1.261
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	17	1	18	0	5	23	13	8	21
Hidro/ Solar.....	46	35	81	112	134	327	62	74	135
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.861</b>	<b>2.017</b>	<b>3.878</b>	<b>1.779</b>	<b>1.288</b>	<b>6.945</b>	<b>1.977</b>	<b>2.353</b>	<b>4.330</b>
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(82)	(148)	(230)	(122)	(155)	(507)	(146)	(179)	(325)
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.779</b>	<b>1.869</b>	<b>3.648</b>	<b>1.657</b>	<b>1.133</b>	<b>6.438</b>	<b>1.831</b>	<b>2.174</b>	<b>4.004</b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>	1.063	821	1.885	1.093	1.667	4.645	932	717	1.649
<b>Compras de energía bajo contrato (GWh)</b>	125	125	249	127	127	503	122	124	246
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<b>2.967</b>	<b>2.815</b>	<b>5.782</b>	<b>2.877</b>	<b>2.927</b>	<b>11.586</b>	<b>2.885</b>	<b>3.015</b>	<b>5.900</b>

## Estados de Resultados Trimestrales

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

### IFRS

	1T20	2T20	3Q20	4T20	12M20	1T21	2T21	1S21
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes regulados.....	134,1	127,5	139,5	127,2	528,2	123,1	177,0	300,1
Ventas a clientes no regulados.....	164,0	142,9	142,5	163,5	612,9	158,4	156,7	315,1
Ventas al mercado spot y ajustes.....	7,8	1,5	5,2	9,6	24,1	5,3	6,9	12,1
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<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>627,3</b>
Ventas de gas.....	5,9	7,6	10,9	13,4	37,9	7,7	8,7	16,4
Otros ingresos operacionales.....	23,5	42,6	40,6	42,0	148,6	37,8	39,3	77,1
<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>720,8</b>
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(80,8)	(83,6)	(59,9)	(48,9)	(273,2)	(83,6)	(107,6)	(191,2)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(93,2)	(69,2)	(71,7)	(90,7)	(324,8)	(104,7)	(90,0)	(194,7)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(41,2)	(41,7)	(48,1)	(44,5)	(175,5)	(44,4)	(43,4)	(87,8)
Otros costos directos de la operación	(52,9)	(62,5)	(64,8)	(89,9)	(270,1)	(71,4)	(61,2)	(132,6)
<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>(606,3)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(7,7)	(8,7)	(8,3)	(8,0)	(32,6)	(9,1)	(9,6)	(18,7)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(1,1)	(1,5)	(0,8)	(1,0)	(4,4)	(0,8)	(1,0)	(1,9)
Otros ingresos de la operación.....	(1,6)	4,9	1,9	(0,7)	4,5	2,6	1,6	4,1
<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>(622,7)</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>98,1</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>187,7</b>
Ingresos financieros.....	1,6	1,0	0,5	(0,6)	2,5	0,6	0,3	0,8
Gastos financieros.....	(28,5)	(10,6)	(10,5)	(9,9)	(59,5)	(52,2)	(16,8)	(69,0)
Diferencia de cambio.....	(0,4)	(0,9)	(1,7)	(4,4)	(7,3)	1,7	1,9	3,6
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)	3,2
<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>(61,4)</b>
Ganancia antes de impuesto.....	31,3	49,4	75,2	47,9	203,7	(25,5)	62,2	36,7
Impuesto a las ganancias.....	(5,6)	(8,8)	(18,1)	(7,6)	(40,2)	8,0	(14,6)	(6,7)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	25,6	40,6	57,0	40,3	163,5	(17,6)	47,6	30,0
<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>30,0</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>30,0</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>0,028</b>

## Balance

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

	2020	2021
	<u>Diciembre</u>	<u>Junio</u>
<b>Activo corriente</b>		
Efectivo y efectivo equivalente	235,3	210,0
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	108,1	182,7
Impuestos por recuperar	29,9	21,1
Inventarios corrientes	76,7	123,5
Otros activos no financieros corrientes	14,9	14,0
<b>Total activos corrientes</b>	<b>464,9</b>	<b>551,4</b>
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.668,9	2.676,3
Otros activos no corrientes	587,2	571,5
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>3.721,0</b>	<b>3.799,3</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda financiera	68,6	71,4
Otros pasivos corrientes	254,9	236,9
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>323,5</b>	<b>308,3</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Deuda financiera	964,3	1.048,9
Otros pasivos de largo plazo	265,2	279,5
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>1.229,5</b>	<b>1.328,4</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	2.168,0	2.162,6
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-
<b>Patrimonio</b>	<b>2.168,0</b>	<b>2.162,6</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>3.721,0</b>	<b>3.799,3</b>

### Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2020 y el 30 de junio de 2021 son las siguientes:

**Efectivo y efectivo equivalente:** La disminución en el efectivo de US\$25,3 millones se explica principalmente por pagos relacionados a (i) inversiones en la construcción de proyectos (US\$83 millones); (ii) dividendos (US\$50 millones); (iii) intereses (US\$18 millones), y (iv) pagos de impuestos (US\$19 millones). Estos egresos fueron en parte compensados por los recursos provenientes de la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras (US\$118 millones), un pago de US\$8 millones recibido desde la compañía relacionada, TEN, y por el flujo de caja proveniente de la operación (US\$23 millones).

Deudores comerciales: El aumento de US\$74,7 millones se compone de cambios en dos cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar registraron un aumento de US\$70 millones debido a facturas relevantes que fueron pagadas a principios de julio y a acuerdos de pago diferido firmados en el contexto de la pandemia con algunas compañías distribuidoras. Por otra parte, se registró un aumento de 4,7 millones en las cuentas por cobrar a compañías relacionadas principalmente por una factura por cobrar a Engie Gas.

Inventarios corrientes: El aumento de US\$46,8 millones en esta partida se debe a un incremento en los inventarios de gas natural licuado (+US\$23,2 millones) y de carbón (+US\$25,3 millones), lo que fue levemente compensado con una disminución en los inventarios de cal hidratada (-US\$2,6 millones). Los incrementos de inventarios de GNL y carbón involucran tanto mayores volúmenes como alzas de precio de los productos mismos y de los fletes.

Impuestos por recuperar: Esta partida mostró una disminución de US\$8,8 millones al 30 de junio de 2021, producto de menores pagos provisionales mensuales (-US\$6,9 millones) e impuestos por recuperar (-US\$2,2 millones) relacionados con la operación renta 2021.

Otros activos no financieros corrientes: Se aprecia una leve disminución de US\$0,9 millones debido principalmente a un menor saldo de pago anticipado de primas de seguros (US\$6,5 millones) compensado por un mayor saldo de US\$2,5 millones de IVA crédito fiscal y un aumento de US\$3,1 millones en anticipos a proveedores.

Propiedades, planta y equipos-neto: En el primer semestre de 2021 se registró un aumento de US\$7,4 millones en este rubro ya que las inversiones en la construcción de proyectos de generación de energía renovable y de transmisión (US\$88,7 millones) fueron contrarrestadas por la depreciación del período (US\$80,1 millones) y una venta de oficinas con valor libro de US\$1,1 millones.

Otros activos no corrientes: Este rubro registró una disminución de US\$15,7 millones principalmente debido a la venta de cuentas comerciales por cobrar asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas que resultó en una reducción de US\$115 millones en esta partida. Por otra parte, se registraron disminuciones en (i) cuentas por cobrar a la relacionada TEN (US\$7,8 millones) y (ii) activos intangibles (US\$8,2 millones). Estas disminuciones fueron contrarrestadas principalmente por el aumento de US\$93,5 millones en el reconocimiento de activos por derecho de uso asociado a la implementación de la norma IFRS16, básicamente concesiones de uso oneroso por terrenos para el desarrollo de proyectos de energía renovable. Otros aumentos tuvieron relación con gastos incurridos en el desarrollo de proyectos (+US\$4,3 millones) y un mayor valor de la inversión en TEN (+US\$18 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento de US\$2,8 millones debido al efecto neto del pago de intereses de los bonos 144A en el mes de enero (-US\$16,4 millones) y el devengo de intereses de aproximadamente US\$14 millones en el semestre más un aumento del pasivo por arrendamientos (+US\$3,2 millones).

Otros pasivos corrientes: Los demás pasivos corrientes registraron una disminución neta de US\$17,9 millones. Mientras las cuentas por pagar a proveedores registraron un aumento de US\$5,8 millones, se registraron reducciones en los saldos de las siguientes partidas: (i) provisiones relacionadas con beneficios a los empleados por el pago de los bonos anuales de desempeño (US\$4,3 millones), (ii) provisiones de impuesto a la renta (-US\$9,9 millones), (iii) IVA débito fiscal (US\$7,1 millones), y (iv) cuentas por pagar a entidades relacionadas (-US\$2,5 millones).

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$84,6 millones en esta partida obedece a los pasivos de leasing financiero correspondientes a nuevas concesiones de uso oneroso de terrenos para el desarrollo de nuevos proyectos de inversión.

Otros pasivos de largo plazo: El aumento de US\$14,3 millones en estos pasivos se explica por el aumento de US\$16,9 millones en impuestos diferidos por el uso de depreciación instantánea. Esto fue compensado por la disminución de US\$2,3 millones en la provisión de desmantelamiento de centrales debida a los trabajos en las unidades 12 y 13 de Tocopilla.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: La disminución de US\$5,4 millones se explica principalmente por el efecto neto de la utilidad del ejercicio (US\$29,9 millones) más la valorización a mercado de instrumentos financieros clasificados como cobertura contable (US\$15,6 millones) menos el dividendo de US\$51 millones pagado en mayo de 2021.

## ANEXO 2

	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21
EBITDA*	188,5	144,4	105,6	99,1	103,0	135,8	117,5	65,9	121,7
Ganancia atribuible a la controladora	37,7	62,4	-32,2	25,6	40,6	57,0	40,3	-17,6	47,6
Gastos Financieros	8,5	13,7	12,5	28,5	10,6	10,5	9,9	52,2	16,8

\* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Jun/20	Jun/21
EBITDA (últimos 12 meses)	452,1	441,0
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	96,4	127,3
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	65,3	89,3

Deuda Financiera	948,0	1.120,2
Corriente	73,9	71,4
No-Corriente	874,0	1.048,9
Efectivo y efectivo equivalente	232,7	210,0
Deuda financiera neta	715,3	910,2

## INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-20	Jun-21	Var.
<b>LIQUIDEZ</b>	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,44	1,79	24%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,20	1,39	16%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	141,4	243,1	72%
<b>ENDEUDAMIENTO</b>	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,72	0,76	6%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	7,66	4,94	-36%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,27	2,54	12%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,75	2,00	14%
<b>RENTABILIDAD</b>	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	7,5%	5,9%	-22%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	4,4%	3,4%	-24%

\*últimos 12 meses

Al 30 de junio de 2021, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,79x y 1,39x, respectivamente, niveles superiores a los registrados al cierre de 2020. Esto fue 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 cuatro años.

La Razón de Endeudamiento a junio de 2021 se mantuvo en niveles muy similares a los de diciembre de 2020.

La Cobertura de Gastos Financieros para los 12 meses terminados el 30 de junio de 2021 fue de 4,94x, 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 2,54x producto principalmente del menor EBITDA de la compañía. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste aumentó, llegando a 2,0 veces, producto de los menores niveles de EBITDA y de caja.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 5,9% y 3,4%, respectivamente, disminuyendo respecto del cierre de diciembre de 2020 debido a la menor utilidad neta del periodo.

### CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M21

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de junio 2021, el **jueves 29 de julio de 2021** a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 12:00 PM (EST)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:

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

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

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

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

Pedir incorporarse al call de **ENGIE Energía Chile** (sin passcode). Conectarse 10 minutos antes de la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar +1 (877) 344-7529 / +1 (412) 317-0088 Passcode I.D: 10142141. La repetición estará disponible hasta el día 5 de agosto de 2021.