

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$338 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$123 MILLONES EN LOS PRIMEROS NUEVE MESES DE 2020.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$136 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UNA DISMINUCIÓN DE 6% CON RESPECTO AL TERCER TRIMESTRE DE 2019. ESTA DISMINUCIÓN DE EBITDA SE EXPLICA PRINCIPALMENTE POR UN MENOR VOLUMEN DE VENTAS A CLIENTES REGULADOS Y LIBRES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$996 millones en los primeros nueve meses de 2020, disminuyendo un 11% con respecto al mismo periodo del año anterior, producto principalmente de menores precios promedio de la energía vendida y de la disminución de otros ingresos operacionales.
- **El EBITDA** de los primeros nueve meses del año 2020 llegó a los US\$338 millones, una caída de 21% en comparación con el año anterior, producto principalmente de menores tarifas de energía y por la disminución en otros ingresos.
- **La utilidad neta** de los primeros nueve meses del año 2020 alcanzó US\$123,3 millones, una disminución de 14% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	3T19	3T20	Var %	9M19	9M20	Var%
Total ingresos operacionales	353,2	338,7	-4%	1.119,5	996,0	-11%
Ganancia operacional	103,2	86,8	-16%	313,6	203,4	-35%
EBITDA	144,4	135,8	-6%	429,2	337,8	-21%
Margen EBITDA	40,9%	40,1%	0,1pp%	38,3%	33,9%	+7,3 pp
Total resultado no operacional	(12,0)	(11,7)	n.a	(109,6)	(47,6)	-57%
Ganancia después de impuestos	63,6	57,0	-10%	150,3	123,3	-18%
Ganancia atribuible a los controladores	62,4	57,0	-9%	143,0	123,3	-14%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	1,2	(0,0)	-100%	7,3	(0,0)	-100%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,059	0,054		0,136	0,117	
Ventas de energía (GWh)	2.873	2.783	-3%	8.276	8.528	3%
Generación neta de energía (GWh)	1.549	1.657	7%	3.843	5.305	38%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.128	1.220	8%	4.164	3.105	-25%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	127	127	0%	373	377	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 septiembre de 2020, mantenía un 9% 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 52,76% a ENGIE (anteriormente conocida como GDF SUEZ). El 47,24% restante se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a www.engie-energía.cl

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
HECHOS POSTERIORES.....	3
TERCER TRIMESTRE DE 2020	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2020	4
PRIMER TRIMESTRE DE 2020.....	5
ANTECEDENTES GENERALES	6
Costos Marginales SEN.....	7
Precios de Combustibles	8
Generación	8
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	11
Tercer trimestre de 2020 comparado con el segundo trimestre de 2020 y tercer trimestre de 2019.....	11
Ingresos operacionales	11
Costos operacionales.....	12
Margen Eléctrico.....	13
Resultado operacional	14
Resultados financieros	15
Ganancia neta.....	15
Nueve meses de 2020 comparado con nueve meses de 2019	16
Ingresos operacionales	16
Costos operacionales.....	17
Resultado operacional.....	18
Resultados financieros	19
Liquidez y recursos de capital	20
Flujos de caja provenientes de la operación.....	20
Flujos de caja usados en actividades de inversión	20
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	21
Obligaciones contractuales.....	21
Política de dividendos	22
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	23
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles	24
Riesgo de tipos de cambio de monedas	24
Riesgo de tasa de interés	25
Riesgo de crédito.....	25
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 DE SEPTIEMBRE DE 2020	26
ANEXO 1	27
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	27
Ventas Físicas	27
Estados de Resultados Trimestrales	28
Balance	29
Principales Variaciones del Balance General	29
ANEXO 2	32
INDICADORES FINANCIEROS.....	32
CONFERENCIA TELEFÓNICA 9M20	33

HECHOS DESTACADOS

- **COVID-19:** El Corona virus o COVID 19 llegó a Chile el 3 de marzo de 2020 y al 27 de octubre contabiliza 505.525 casos confirmados y 14.026 muertes. Chile se encuentra en fase 4 y en estado constitucional de catástrofe. La pandemia es 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. Mientras el consumo de nuestros clientes no regulados se ha mantenido estable, la demanda de nuestros clientes regulados mostró alzas en los dos primeros meses del año y luego registró caídas en el resto del año para mostrar signos de recuperación en el tercer trimestre. 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 70% de nuestros equipos en 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.

HECHOS POSTERIORES

- Con fecha 27 de octubre se aprobó la distribución de un **dividendo provisorio**. Este dividendo será con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad de US\$66,6 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,0632310625 por acción, que se pagará 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.
- **Fitch rebajó la nota crediticia de Chile a A- con perspectiva estable.** Fitch da una alerta por la calidad de las políticas públicas y afirma que el proceso constitucional generará incertidumbre. La rebaja refleja el debilitamiento de las finanzas públicas debido a las presiones para aumentar el gasto social a raíz de las protestas a gran escala en octubre-noviembre de 2019, que se han visto agravadas por la recesión económica precipitada por la pandemia de coronavirus.

TERCER TRIMESTRE DE 2020

- La **Comisión Nacional de Energía** postergó la licitación de energía por 2.200 GWh que estaba programada para noviembre 2020 por el menor crecimiento esperado de la demanda. El aplazamiento para el primer semestre de 2021 tendrá como objetivo obtener los precios más eficientes de energía posible para los clientes regulados.
- El **informe final de valorización del sistema de transmisión nacional** fue entregado al comité supervisor del mencionado estudio, en su versión N°3, el 20 de octubre de 2020, y está a la espera de su aprobación, para que seguidamente la CNE cite a la audiencia pública en donde se exhiben sus resultados.
- Por su parte, el **informe final de valorización del sistema de transmisión zonal** tiene su entrega al comité supervisor del mencionado estudio, en su versión N°1, programada para el 30 de octubre de 2020, para que luego sea aprobado (o rechazado) por dicho comité y posteriormente la CNE cite a la audiencia pública en donde se exhiben sus resultados.

- Con fecha 18 de agosto se ingresó al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) la **declaración de impacto ambiental (DIA)** para actualizar la potencia del parque eólico Vientos del Loa, pasando de 126,5MW ya admitidos a una capacidad instalada total aproximada de 204,6 MW.
- **Adjudicación de terreno:** Con fecha 15 de julio, ENGIE Energía Chile (EECL) se adjudicó uno de los terrenos disponibles en el Plan de Licitaciones del Ministerio de Bienes Nacionales (BBNN) en la región de Antofagasta, que se utilizarán para el desarrollo de proyectos renovables en la zona. El terreno adjudicado a EECL se ubica en la comuna de Tal-Tal y tiene una superficie total de 2.347 hectáreas. Su extensión permitirá el desarrollo de hasta 320 MW de energías renovables.
- **Compra de Eólica Monte Redondo (EMR):** Con fecha 1 de julio ENGIE Energía Chile (EECL) informó mediante un hecho esencial enviado a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), la compra de la sociedad Eólica Monte Redondo SpA, sumando así a sus activos de generación el Parque Eólico Monte Redondo (48 MW) y Central Hidroeléctrica Laja (34,4 MW), que ya eran operados por EECL. El Parque Eólico Monte Redondo (48 MW), se ubica en la región de Coquimbo, a 43 Kms. de Ovalle. Cuenta con 24 aerogeneradores e inició su operación comercial en enero de 2010. En tanto, la Central Hidroeléctrica Laja (34,4 MW) se ubica en la región del Biobío, a 60 Kms. de la ciudad de Los Ángeles, e inició su operación comercial en 2015. Cuenta con una capacidad de 14 Mm3 de almacenamiento, una presa de 26 mts. de altura con 5 compuertas radiales de vertedero y 2 grúas de pórtico. El precio de las acciones compradas fue de US\$53 millones, más la caja de EMR que a la fecha de la operación, era de aproximadamente US\$2 millones, adquiriéndose EMR libre de deuda financiera. Para efectos de la evaluación de la operación, el Comité de Directores encargó la realización de un *due diligence* técnico, financiero y legal y un estudio del mercado, además de encomendar a Scotiabank la emisión de un informe de valorización independiente, antecedentes todos que fueron puestos a disposición de los directores. Se prevé que la adquisición de EMR tendrá un impacto positivo de aproximadamente US\$3 millones en la utilidad neta del segundo semestre de 2020.

La adquisición del Parque Eólico Monte Redondo y la Central Hidroeléctrica Laja se enmarca en la estrategia de diversificación del portafolio de generación y transición energética a medios de generación renovables, en que se encuentra comprometida la Sociedad.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2020

- **Clasificación de riesgo:** El 12 de junio, la clasificadora de riesgo Fitch Ratings mejoró la calificación crediticia de ENGIE Energía Chile (EECL) desde “BBB” a “BBB+” con perspectiva estable. La clasificación en escala nacional fue elevada a AA con perspectiva estable. Este cambio de calificación se traduce en un mejor perfil en el mercado financiero, lo que permitirá a la compañía optar a más y mejores financiamientos para la ejecución de su cartera de proyectos. Dentro de los elementos que Fitch Ratings consideró para modificar la calificación influyó que EECL hoy cuenta con el 100% de su energía contratada hasta 2028 y que sus contratos tienen una vigencia promedio de 12 años. También se consideró que la compañía mantendrá niveles de liquidez adecuados en el mediano plazo, respaldado por un flujo de caja predecible. Finalmente, la agencia internacional también tuvo en cuenta la capacidad de EECL para migrar a fuentes de energía más limpias en el largo plazo y el respaldo financiero para llevar adelante la transición energética.
- **Nuevo PPA con CAP:** El 18 de mayo se confirma la adjudicación de un nuevo acuerdo de suministro eléctrico de 15 años por 420 GWh/año a partir de 2021 con CAP Aceros, S.A.
- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 28 de abril de 2020, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a. Aprobar la propuesta del Directorio de no distribuir nuevos dividendos con cargo al ejercicio 2019 y destinar el saldo de las utilidades del referido ejercicio al fondo de utilidades acumuladas de la Sociedad, considerando que los repartos de dividendos provisorios pagados el 21 de junio y 13 de diciembre de 2019

por un total de US\$90.000.000 equivalen aproximadamente al 81% de las utilidades líquidas del ejercicio 2019, reparto que cumple ampliamente con el mínimo obligatorio de distribución del 30% de las utilidades del ejercicio que establece la Ley y la política de dividendos de la Compañía.

- 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.”
- **Acuerdo con Antofagasta Minerals:** Con fecha 1 de abril de 2019 en un Hecho Esencial enviado a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ENGIE Energía Chile (EECL) comunicó un nuevo acuerdo con su cliente, Minera Centinela, filial de Antofagasta Minerals S.A. En primer lugar, el acuerdo comprende la modificación de los contratos de suministro eléctrico entre nuestra filial Inversiones Hornitos S.A. y Minera Centinela para sus faenas Esperanza y El Tesoro por un total de 186 MW. Esta modificación considera la aplicación de un descuento al precio a regir durante 2020 y 2021 y una nueva fecha de término del contrato el 31 de diciembre de 2021. Además, el acuerdo comprende la celebración de un nuevo contrato de suministro eléctrico entre EECL y Minera Centinela, por una potencia convenida de 186 MW, a regir en el periodo comprendido entre enero de 2022 y diciembre de 2033, con un precio reajutable según la variación del indicador CPI, diferenciado entre los períodos 2022 a 2028 y 2029 a 2033. Este nuevo contrato con este esquema de tarifas permitirá adecuarse gradualmente a la producción de electricidad con fuentes renovables y al mismo tiempo permitirá extender en un promedio de 7,5 años los contratos existentes con Minera Centinela. Finalmente, el acuerdo contempla la modificación de los acuerdos relativos al gobierno corporativo y propiedad de Inversiones Hornitos S.A., incluyendo (a) el acuerdo de no distribuir nuevos dividendos de ésta hasta la extinción de la deuda que mantiene para con EECL, de manera que los fondos provenientes de la generación de caja de Inversiones Hornitos S.A. sean destinados al repago de la deuda que ésta actualmente mantiene con EECL; y (b) la transferencia a EECL, a más tardar en diciembre de 2021, del 40% remanente de las acciones de Inversiones Hornitos S.A. (hasta ahora de propiedad de Inversiones Punta de Rieles Limitada, sociedad relacionada a Antofagasta Minerals S.A. El acuerdo global implica que EECL se hará del control del 100% de la filial Inversiones Hornitos S.A. y como consecuencia se produce la eliminación del interés minoritario en dicha filial. Nuestro objetivo con esta nueva estructura de contrato es acompañar a nuestro cliente en su propia transformación, sustituyendo de forma progresiva la energía convencional por energía renovable.

PRIMER TRIMESTRE DE 2020

- **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 a partir de 2021, 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 septiembre de 2020 las cuentas por cobrar no corrientes que mantenían, tanto EECL como su filial EMR por este concepto, llegaban a un total de aproximadamente US\$130,9 millones.

- **Plan de expansión anual de la transmisión:** La Comisión Nacional de Energía (CNE) anunció el inicio del proceso del Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional del año 2020. La primera fase del proceso consiste en la presentación de las propuestas por parte de las empresas, las que serán analizadas considerando la contribución a la seguridad y a la economía general del sistema.
- **Informe para el Proceso Nacional de Valoración:** El Regulador publicó el primer informe para el proceso nacional de valoración de transmisión para el período de cuatro años 2020-2023. Este incluye el primer borrador de los valores de remuneración asignados a las instalaciones de transmisión.
- **Nuevo bono 144-A/Reg S por US\$500 millones:** Con fecha 23 de enero de 2020, luego de sostener reuniones con inversionistas institucionales de renta fija en Santiago, Londres, Boston, Los Ángeles y Nueva York, Engie Energía Chile completó exitosamente la emisión de un bono 144 A /Reg S por un monto total de US\$500 millones con un pago único de capital en enero de 2030, un rendimiento de 3,484% anual y una tasa cupón de 3,4% anual. Esta emisión tuvo el propósito de refinanciar completamente el bono de US\$400 millones con vencimiento el 15 de enero de 2021. Los bancos colocadores fueron BofA Securities, Inc. Citigroup Global Markets Inc. y Scotia Capital (USA) Inc., así como MUFG Securities Americas Inc. y Santander Investment Securities Inc.

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 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.

Además de la interconexión, otros factores que han contribuido a la reducción y estabilización de los costos marginales han sido (i) un mayor aporte de centrales hidráulicas; (ii) un mayor nivel de suministro de gas argentino y (iii) una mayor disponibilidad de GNL que ha causado la operación de algunos ciclos combinados en forma inflexible a costo cero en algunos periodos.

Costos Marginales SEN

2019 Mes	Mínimo				Promedio				Máximo			
	A. Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220	A. Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220	A. Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220
Ene	15,0	14,7	-	-	63,1	61,5	51,5	55,1	166,6	161,3	148,0	161,4
Feb	41,5	40,8	-	-	64,0	62,6	51,2	55,8	162,1	157,2	155,0	155,6
Mar	45,4	44,7	-	-	63,5	62,1	49,2	53,0	152,2	148,9	118,1	123,5
Abr	45,3	44,5	-	-	71,6	70,1	49,3	56,4	178,0	173,3	168,8	172,1
May	40,7	39,6	34,6	-	68,5	66,7	51,9	55,2	198,0	192,2	148,9	145,0
Jun	37,5	36,5	32,5	32,5	53,0	51,3	48,2	50,0	83,3	80,6	78,8	79,9
Jul	36,1	35,4	30,3	6,5	49,6	48,1	46,3	47,7	73,1	69,9	72,1	72,6
Ago	37,5	36,6	29,7	-	52,5	50,3	50,7	50,2	106,1	100,4	106,7	105,5
Sep	28,0	27,3	25,9	26,8	42,9	41,3	40,8	42,0	69,1	65,4	69,9	69,2
Oct	23,5	23,1	21,6	-	37,8	36,2	38,8	36,5	80,2	75,6	403,2	81,3
Nov	23,3	23,1	21,7	-	35,1	34,2	34,0	32,5	70,3	67,4	140,3	69,8
Dic	26,6	26,1	26,0	-	35,0	34,2	34,0	31,7	40,0	38,5	41,2	41,5

2020 Mes	Mínimo				Promedio				Máximo			
	A. Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 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	-	41,6	40,4	41,9	39,9	151,8	147,8	149,9	148,5
Feb	25,1	24,8	23,7	-	43,1	42,1	40,1	40,4	148,7	146,6	140,3	143,4
Mar	28,0	27,7	26,9	-	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	44,8	44,2	43,4	43,4	106,3	104,6	106,2	104,9
May	27,5	27,1	-	-	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	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

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el tercer trimestre los costos marginales se mantuvieron relativamente bajos y estables. En julio el costo marginal estuvo estable por el aumento de generación hidráulica y la operación de centrales a gas en modo inflexible. En agosto se vieron peaks de costo marginal por fallas de CTA y CTH y trabajos en Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500 kV; sin embargo, los promedios se mantuvieron por debajo de lo observado en trimestres anteriores. En tanto en septiembre el costo marginal se mantuvo estable por aumentos de generación hidráulica y el retorno en la importación de gas natural argentino (ENEL).

Respecto a los costos marginales en el nudo Crucero en el segundo trimestre de 2020, éstos registraron un promedio de 43 USD/MWh en abril, gracias a un suministro abundante de GNL y de gas argentino que se tradujo en la operación de centrales de ciclo combinado en modo inflexible y a la menor demanda por COVID-19. Por las mismas razones, el costo marginal promedio en Crucero fue de 41 USD/MWh en mayo. En tanto en junio el costo marginal promedio en Crucero fue de 42 USD/MWh, producto de inflexibilidades en la operación de centrales a gas en la zona central, lluvias en segunda quincena del mes y menor demanda por COVID-19.

En el primer trimestre, en el mes de marzo de 2020, en particular, hubo un alza en los costos marginales con respecto a los meses anteriores, debido a indisponibilidades de centrales, fallas, y menor disponibilidad de agua en los embalses. Es por esto que el precio promedio en el nudo Crucero fue de 64 USD/MWh vs 42 USD/MWh en enero y 40 USD/MWh en febrero. La indisponibilidad de algunas centrales eficientes del sistema, durante el mes de marzo en particular, hizo que centrales con mayores costos variables tuvieran que suplir esa falta de generación. A fines del mes de marzo los precios volvieron a niveles más parecidos a lo que se venía reportando en los meses pasados, ya que las centrales indisponibles retomaron su operación y la demanda bajó levemente a consecuencia del efecto COVID-19.

Producto de la intermitencia de generación de las fuentes de energía renovable, un mayor número de centrales termoeléctricas ha debido acotar su nivel de producción a su mínimo técnico. El costo de operación de las unidades operando en su mínimo técnico es remunerado mediante el mecanismo de sobrecostos definido en el DS 130. En el 3T20 los sobrecostos llegaron a US\$21,2 millones, un aumento respecto trimestre anterior. La prorrata de EECL en los primeros nueve meses de 2020 fue de US\$6,3 millones, de los cuales un 73% fueron incorporados en las tarifas de energía.

Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	2019	2020	% Variación	2019	2020	% Variación	2019	2020	% Variación	2019	2020	% Variación
	Año c/A			Año c/A			Año c/A			Año c/A		
Enero	52,3	57,0	9%	60,3	63,2	5%	3,15	2,01	-36%	81,8	50,4	-38%
Febrero	55,0	50,5	-8%	64,1	55,7	-13%	2,72	1,91	-30%	74,4	48,3	-35%
Marzo	58,3	30,4	-48%	66,3	33,5	-49%	2,94	1,80	-39%	69,6	47,9	-31%
Abril	63,7	15,4	-76%	71,3	18,1	-75%	2,67	1,76	-34%	58,3	45,0	-23%
Mayo	60,6	29,0	-52%	71,3	30,0	-58%	2,63	1,75	-34%	56,5	38,6	-32%
Junio	54,7	38,5	-30%	64,2	41,1	-36%	2,40	1,63	-32%	48,9	45,6	-7%
Julio	57,1	40,6	-29%	63,8	43,3	-32%	2,36	1,76	-25%	58,4	49,9	-14%
Agosto	54,8	42,2	-23%	58,7	44,5	-24%	2,22	2,30	4%	54,2	49,0	-10%
Septiembre	56,3	39,0	-31%	62,2	40,3	-35%	2,52	1,90	-24%	60,4	52,3	-13%
Octubre	54,3			59,9			2,34			59,8		
Noviembre	57,0			63,4			2,67			56,1		
Diciembre	59,7			67,1			2,22			53,6		

Fuente: Bloomberg, AIE

Al comparar el año 2020 con 2019, podemos observar menores precios internacionales de los combustibles, con caídas entre 10% y 35% en el tercer trimestre del año. Básicamente esto se debió a una sobreoferta de carbón, registrándose un superávit global de 28 millones de toneladas a fines del año 2019. El API2 alcanzó niveles mínimos de los últimos 5 años en mayo-2020. Posteriormente, un ajuste a la baja en la oferta de carbón a nivel mundial para balancear el mercado explica un alza, además de las restricciones de suministro desde Colombia. Glencore no está produciendo y Cerrejón lleva 50 días en huelga. Con la excepción del mes de agosto, el índice Henry Hub también se ha mantenido sostenidamente por debajo de los niveles de 2019.

Generación

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación eléctrica en la zona norte del SEN (ex SING) por tipo de combustible:

Generación Total norte SEN por tipo de combustible (en GWh)

Tipo de Combustible	2019									
	1T 2019		2T 2019		3T 2019		4T 2019		12M 2019	
	GWh	% of total	GWh	% of total						
Carbón	2.878	66%	3.148	65%	3.137	62%	3.304	69%	12.466	66%
GNL	810	19%	1.072	22%	1.272	25%	721	15%	3.876	20%
Diesel / Petróleo pesado	4	0%	12	0%	0	0%	1	0%	18	0%
Renovable	670	15%	591	12%	652	13%	755	16%	2.668	14%
Total generación bruta N- SEN	4.362	100%	4.823	100%	5.061	100%	4.781	100%	19.027	100%

Tipo de Combustible	2020					
	1T 2020		2T 2020		3T 2020	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón	3.036	61%	3.139	64%	2.627	53%
GNL	1.214	25%	1.311	27%	1.052	21%
Diesel / Petróleo pesado	11	0%	174	4%	1	0%
Renovable	679	14%	615	12%	655	13%
Total generación bruta N-SEN	4.940	100%	5.239	106%	4.336	88%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el tercer trimestre de 2020, la generación bruta del sistema tuvo una disminución de 14% con respecto al mismo periodo del año anterior, debido a que la generación se vio afectada por la menor disponibilidad de gas en el sistema y por el mantenimiento y falla de varias unidades térmicas del sistema, así como también por una menor demanda por la pandemia. El mix de generación muestra disminución en la generación con carbón y con gas, y un aumento en la generación con fuentes renovables.

En el segundo trimestre de 2020, la generación bruta del sistema tuvo un aumento de 8,6% con respecto al mismo periodo del año anterior, en que la generación se vio afectada porque Chuquicamata sufrió una huelga con paralización de faena que se extendió por 14 días. El mix de generación muestra aumentos en la generación con gas, por la mayor abundancia de suministro, y en la generación con fuentes renovables.

En el primer trimestre de 2020, la generación bruta del sistema tuvo un aumento de 13% con respecto al mismo periodo del año anterior, en que la generación fue baja debido al invierno altiplánico que provocó una menor demanda de compañías mineras. Estas se vieron en la necesidad de detener sus faenas debido al temporal de lluvias que azotó al norte del país y al proceso de modernización de algunas fundiciones (Chuquicamata) para cumplir con la normativa de captura de gases que emiten en sus procesos industriales. El mix de generación muestra aumentos en la generación con carbón – principalmente asociado a la operación de IEM en el primer trimestre de 2020 en comparación con el primer trimestre de 2019 en que estaba en pruebas - en la generación con gas y en la generación con fuentes renovables.

Cabe notar que la demanda máxima en la zona norte SEN de los primeros nueve meses del año fue de 3.360 MW, superior a la demanda máxima del mismo periodo de 2019 que fue de 3.031 MW.

La generación por empresa en la zona norte del SEN ha sido la siguiente:

		Generación por Empresa (en GWh)									
		2019									
Empresa	1T 2019		2T 2019		3T 2019		4T 2019		12M 2019		
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	
AES Gener	2.094	48%	2.226	46%	2.454	48%	2.573	54%	9.347	49%	
EECL (con CTH al 100%)	966	22%	1.129	23%	1.216	24%	955	20%	4.266	22%	
Enel Generación	249	6%	264	5%	236	5%	176	4%	925	5%	
Otros	1.054	24%	1.204	25%	1.154	23%	1.076	23%	4.488	24%	
Total generación bruta N-SEN	4.362	100%	4.823	100%	5.061	100%	4.781	100%	19.027	100%	
		2020									
Empresa	1T 2020		2T 2020		3T 2020						
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total					
AES Gener	2.421	49%	2.360	48%	2.205	45%					
EECL (con CTH al 100%)	1.188	24%	1.363	28%	1.072	22%					
Enel Generación	97	2%	157	3%	66	1%					
Otros	1.234	25%	1.358	27%	993	20%					
Total generación bruta N-SEN	4.940	100%	5.239	106%	4.336	88%					

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Durante el tercer trimestre de 2020, EECL disminuyó su generación en un 13% en comparación con igual periodo del año anterior, representando el 22% de la generación de la zona norte del SEN. Varias de sus unidades quedaron fuera de despacho por orden de mérito o bien por encontrarse en mantenimiento. En el tercer trimestre se registró una caída generalizada en la generación del sistema producto de la menor demanda por la pandemia. Se observó una caída en la generación de Tamakaya (Kellar) y un aumento de la energía producida por operadores de energía renovable que en conjunto alcanzaron un 20% de la generación total de la zona norte del SEN.

Durante el segundo trimestre de 2020, EECL aumentó su generación en un 21% en comparación con igual periodo del año anterior, representando el 28% de la generación de la zona norte del SEN. En el segundo trimestre, los otros actores, incluyendo Tamakaya (Kelar), que durante ciertos períodos tuvo suministro de gas inflexible, y operadores de energía renovable alcanzaron en conjunto un 27% de la generación total de la zona norte del SEN.

Durante el primer trimestre de 2020, EECL aumentó su generación en un 23% en comparación con igual periodo del año anterior, representando el 24% de la generación de la zona norte del SEN. En este trimestre se siguió observando una importante contribución de otros actores, incluyendo Tamakaya (Central Kelar) y varios generadores renovables, que representaron un 25% de la generación total de la zona norte del SEN.

En lo concerniente a mantenciones programadas, CTH estuvo en mantenimiento del 9 al 29 de septiembre.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 30 de septiembre de 2020 y 30 de septiembre de 2019. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Comisión para el Mercado Financiero (www.cmfchile.cl).

Resultados de las operaciones

Tercer trimestre de 2020 comparado con el segundo trimestre de 2020 y tercer trimestre de 2019

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	3T 2019		2T 2020		3T 2020		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	152,7	50%	142,9	53%	142,5	50%	0%	-7%
Ventas a clientes regulados.....	146,1	48%	127,5	47%	139,5	49%	9%	-5%
Ventas al mercado spot.....	6,3	2%	1,5	1%	5,2	2%	255%	-18%
Total ingresos por venta de energía y potencia	305,1	86%	271,9	84%	287,2	85%	6%	-6%
Ventas de gas.....	4,4	1%	7,6	2%	10,9	3%	45%	148%
Otros ingresos operacionales.....	43,7	12%	42,6	13%	40,6	12%	-5%	-7%
Total ingresos operacionales.....	353,2	100%	322,0	100%	338,7	100%	5%	-4%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.610	56%	1.662	60%	1.493	54%	-10%	-7%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.232	43%	1.122	40%	1.283	46%	14%	4%
Ventas de energía al mercado spot.....	31	1%	3	0%	6	0%	n.a	-
Total ventas de energía.....	2.873	100%	2.788	100%	2.783	100%	0%	-3%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)	96,8		86,7		98,5		14%	2%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)	118,7		113,6		108,7		-4%	-8%

(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 tercer trimestre de 2020, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$287,2 millones, disminuyendo un 6% (US\$17,9 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a menores ingresos de clientes regulados y libres explicados por menores precios promedio monómico en el segmento de clientes regulados y una menor demanda física de clientes libres. En lo que respecta al volumen de energía, las ventas a clientes regulados mostraron una leve recuperación del consumo y la incorporación de los contratos de EMR que representaron una demanda de 50 GWh en el trimestre. La venta a clientes libres fue inferior a la del mismo periodo del año anterior, básicamente por el término al 30 de junio del contrato con Minera Zaldívar (~37 GWh/mes), lo que fue en parte compensado por la recuperación de la demanda de Chuquicamata, Centinela y Glencore, principalmente.

Respecto al trimestre anterior, se observa una caída en el volumen de venta a clientes libres y un aumento en el segmento de clientes regulados.

Las ventas a distribuidoras llegaron a los US\$139,5 millones en el tercer trimestre, con un mayor volumen de venta respecto al trimestre anterior, pero con menores precios producto de la caída en los precios de los combustibles considerados en las tarifas.

En el tercer trimestre de 2020, las ventas físicas al mercado spot fueron de 6 GWh, menores a las de igual trimestre del año anterior, pero superiores a las del segundo trimestre.

Durante el tercer trimestre, las ventas de gas reportaron un incremento respecto a periodos anteriores. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión, que a partir de 2018 consideran el cargo único, partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.) y venta de combustibles a terceros. A partir del segundo trimestre, este ítem incluye los ingresos por la compra por parte de Engie Energía Chile del 40% de Inversiones Hornitos SpA en cuotas mensuales de acuerdo al contrato de suministro renegotiado con AMSA que considera un descuento de tarifa según los términos comerciales acordados.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	3T 2019		2T 2020		3T 2020		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(78,4)	31%	(83,6)	32%	(59,9)	24%	-28%	-24%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(72,1)	29%	(69,2)	26%	(71,7)	28%	4%	-1%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(40,0)	16%	(41,7)	16%	(48,1)	19%	15%	20%
Otros costos directos de la operación	(54,8)	22%	(62,5)	24%	(64,8)	26%	4%	18%
Total costos directos de ventas.....	(245,3)	98%	(257,0)	98%	(244,5)	97%	-5%	0%
Gastos de administración y ventas.....	(8,2)	3%	(8,7)	3%	(8,3)	3%	-4%	1%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,2)	0%	(1,5)	1%	(0,8)	0%	-47%	-32%
Otros ingresos/costos de la operación...	4,7	-2%	4,9	-2%	1,9	-1%		
Total costos de la operación.....	(250,0)	100%	(262,3)	100%	(251,8)	100%	-4%	1%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	867	52%	1.276	63%	1.046	59%	-18%	21%
Gas.....	764	45%	705	35%	620	35%	-12%	-19%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	8	0%	1	0%	0	0%	-73%	-97%
Hidro/Solar.....	41	2%	35	2%	112	6%	217%	171%
Total generación bruta.....	1.680	100%	2.017	100%	1.779	100%	-12%	6%
Menos Consumos propios.....	(131)	-8%	(148)	-7%	(122)	-7%	-17%	-7%
Total generación neta.....	1.549	55%	1.869	66%	1.657	55%	-11%	7%
Compras de energía en el mercado spot.....	1.128	40%	821	29%	1.220	41%	49%	8%
Compras de energía bajo contrato	127		125		127	4%	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.804	100%	2.815	100%	3.004	100%	7%	7%

La generación bruta de electricidad aumentó un 6% con respecto al mismo trimestre del año anterior y disminuyó un 12% con respecto al 2T20. Se observó indisponibilidad y unidades fuera del orden de mérito durante gran parte del trimestre (U14/15- CTM1/2), además de una menor disponibilidad de gas lo que se tradujo en una menor generación, tanto con carbón como con gas. La menor generación con carbón y gas fue generalizada en la zona norte del SEN por las siguientes razones: (i) un mayor aporte de energía a través de la interconexión por la mayor generación hidráulica en la zona centro sur del SEN; (ii) una menor disponibilidad de gas en parte debido a la cancelación de un embarque a raíz del temporal en Louisiana y (iii) mantenimientos de centrales a carbón. En comparación con el tercer trimestre de 2019, hubo una mayor generación a carbón debido principalmente al inicio

de operaciones de Infraestructura Energética Mejillones a partir del 16 de mayo de 2019. También se observó una menor generación con gas debido a la menor disponibilidad de este combustible.

En el 3T20, el ítem de costo de combustibles fue inferior al del trimestre inmediatamente anterior debido al menor nivel de generación propia. Por otro lado, hubo un aumento importante en las compras de energía y potencia en el mercado spot. En la comparación interanual, el costo de combustibles registró una disminución de 24% (US\$18,5 millones), debido a los menores precios de combustibles.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$2,5 millones (4%) con respecto al segundo trimestre de 2020, fundamentalmente por mayores volúmenes de energía comprada en el mercado spot, aunque a menores precios promedio. El mayor volumen de compras se explica por la menor generación propia. Respecto al mismo trimestre del año anterior, también hubo un aumento en el volumen de energía comprada a menores precios. En el tercer trimestre de 2020, el contrato de suministro con compañías distribuidoras de la zona centro-sur del SEN alcanzó los 820 GWh, un aumento de 1,7% con respecto al tercer trimestre del año anterior, gracias a la mayor pro-rata dentro del total de contratos regulados y a las primeras señales de recuperación en la demanda eléctrica afectada por la pandemia COVID-19. Este contrato fue suministrado en parte con contratos de respaldo con otros operadores del sistema (127 GWh).

El costo de las compras de energía al mercado spot bajó en el tercer trimestre a pesar de los mayores volúmenes comprados, básicamente por los menores precios explicados por el aumento de la generación hidráulica, el despacho de unidades a gas en modo inflexible, y los mayores niveles de generación con medios renovables, especialmente en la zona centro-sur del sistema. Esto se tradujo en menores costos marginales de 30 US\$/MWh en promedio en el 3T20 vs. 47 US\$/MWh en promedio en el sistema en el 3T19.

En el tercer trimestre de 2020, el costo de la depreciación (excluyendo la depreciación en el ítem de gastos de administración y ventas) aumentó con respecto a los trimestres anteriores. Esto se debió al mayor valor del activo fijo luego del término del mantenimiento mayor de la U16, del cual US\$11 millones se deprecian en un período de 3 años y US\$5,7 millones en 7 años.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. El aumento de este ítem en comparación con el tercer trimestre de 2019 obedece a mayores costos de peajes de transmisión, mayores costos de mantenimiento y aumentos en las primas de seguros.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), fueron menores a los del trimestre anterior y muy similares a los del tercer trimestre de 2019.

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\$1,5 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

	2019					2020			
	1T19	2T19	3T19	4T19	12M19	1T20	2T20	3T20	9M20
Margen Eléctrico									
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	315,1	324,3	305,1	297,1	1.241,5	305,8	271,9	287,2	864,9
Costo de combustible.....	(66,5)	(72,8)	(78,4)	(72,2)	(290,0)	(80,8)	(83,6)	(59,9)	(224,4)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(122,9)	(102,8)	(72,1)	(95,5)	(393,3)	(93,2)	(69,2)	(71,7)	(234,1)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	125,7	148,6	154,6	129,4	558,2	131,8	119,0	155,6	406,4
Margen eléctrico	40%	46%	51%	44%	45%	43%	44%	54%	47%

En el tercer trimestre de 2020, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un incremento de US\$1 millón con respecto al tercer trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales a 54%. Por una parte, hubo menores ingresos por ventas de energía y potencia, fundamentalmente por menores precios medios de la energía vendida. Esto se debió a dos factores principales: una caída en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón) y las renegociaciones de tarifas, que en el caso del contrato con Centinela conlleva un mayor descuento en 2020 a través del cual EECL paga por la compra de un 40% en Inversiones Hornitos. La caída en ventas de energía y potencia se compensa con la caída en los costos. Hubo menores costos de combustibles (-US\$18,5 millones) por la menor generación propia, en tanto los costos por compras de energía y potencia en el mercado spot se mantuvieron en niveles similares, con mayores volúmenes de compra a menores precios. En definitiva, se observó una disminución de los ingresos acompañada de una disminución más pronunciada en el costo promedio de la energía suministrada.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	3T 2019		2T 2020		3T 2020		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	353,2	100%	322,0	100%	338,7	100%	5%	-4%
Total costo de ventas	(245,3)	-69%	(257,0)	-80%	(244,5)	-72%	-5%	0%
Ganancia bruta	107,9	31%	65,0	20%	94,1	28%	45%	-13%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(4,7)	-1%	(5,3)	-2%	(7,3)	-2%	38%	56%
Ganancia Operacional	103,2	29%	59,7	19%	86,8	26%	45%	-16%
Depreciación y amortización.....	41,2	12%	43,2	13%	48,9	14%	13%	19%
EBITDA	144,4	40,9%	103,0	32,0%	135,8	40,1%	32%	-6%

El EBITDA del tercer trimestre de 2020 llegó a US\$135,8 millones, una caída de 6% con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente a mayores costos de mantenimiento y peajes ya que el margen del negocio eléctrico aumentó a pesar de la caída en los ingresos de energía y potencia. La comparación con el trimestre inmediatamente anterior muestra un aumento de EBITDA de US\$32,8 millones fundamentalmente por el aumento en el margen eléctrico explicado por los menores costos medios de la energía suministrada.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

	3T 2019		2T 2020		3T 2020		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	0,6	0%	1,0	0%	0,5	0%	-46%	-6%
Gastos financieros.....	(13,7)	-4%	(10,6)	-3%	(10,5)	-3%	-2%	-24%
Diferencia de cambio.....	(3,1)	-1%	(0,9)	0%	(1,7)	0%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	4,2	1%	-	0%	(0,1)	0%		
Total resultado no operacional	(12,0)	-3%	0,2	-3%	(11,7)	-3%		
Ganancia antes de impuesto.....	91,1	27%	(10,4)	15%	75,2	22%	-826%	-18%
Impuesto a las ganancias.....	(23,1)	-7%	49,4	-3%	(18,1)	-5%	-137%	-22%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuadas después de impuesto.....	63,6	18%	(8,8)	12%	57,0	17%	-749%	-10%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	62,4	18%	40,6	12%	57,0	17%	40%	-9%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	1,2	0%	-	0%	(0,0)	0%	#DIV/0!	-100%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	62,4	18%	40,6	12%	57,0	17%	40%	-9%
Ganancia por acción.....	0,059	0%	40,581	0%	0,054	0%		

En el primer trimestre de 2020 el gasto financiero incluyó el pago anticipado del bono 144A/RegS por US\$400 millones que fue refinanciado y pagado en su totalidad en el 1T20, pagando a los tenedores del bono una prima por el rescate anticipado de la emisión. En enero de 2020 EECL anunció un programa voluntario de rescate anticipado de estos bonos (“Any and All Tender Offer”) sujeto a la colocación de un nuevo bono que fue emitido exitosamente el 23 de enero de 2020 por un monto de US\$500 millones. Posteriormente, la Compañía hizo uso de la opción de prepago contenida en la documentación del bono con vencimiento original en enero de 2021, para realizar el pago de la obligación remanente con los tenedores de bonos que no participaron en el programa voluntario de rescate. En febrero de 2020 la Compañía completó el repago íntegro del bono por US\$400 millones además del pago de intereses y primas por rescates anticipados que ascendieron a US\$13,6 millones que fueron cargados en su totalidad a los resultados del ejercicio en el primer trimestre de 2020. El nuevo bono de US\$500 millones contempla un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 3,400% anual. Los gastos financieros del tercer trimestre incluyen los intereses devengados, descontando la cantidad de US\$1,28 millones que fue activada como inversión en los proyectos de energía renovable actualmente en construcción.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$1,7 millones en el 3T20 producto de una mayor volatilidad cambiaria. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar y provisiones).

Los otros ingresos no operacionales netos de este tercer trimestre disminuyeron con respecto al trimestre anterior.

Ganancia neta

En el tercer trimestre de 2020, el resultado neto después de impuestos registró una utilidad de US\$57 millones, una disminución con respecto al mismo trimestre del año anterior. Por el contrario, este resultado representó una mejoría con respecto al trimestre inmediatamente anterior, debido a un mejor desempeño operacional.

Nueve meses de 2020 comparado con nueve meses de 2019

Ingresos operacionales

Información a Septiembre 2020 (en millones de US\$)

	<u>9M19</u>		<u>9M20</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	489,3	52%	449,4	52%	-39,9	-8%
Ventas a clientes regulados.....	443,6	47%	401,0	46%	-42,6	-10%
Ventas al mercado spot.....	11,5	1%	14,5	2%	3,0	26%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	944,4	84%	864,9	87%	-79,6	-8%
Ventas de gas.....	12,6	1%	24,4	2%	11,8	93%
Otros ingresos operacionales.....	162,4	15%	106,7	11%	-55,7	-34%
Total ingresos operacionales.....	1.119,5	100%	996,0	100%	-123,5	-11%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	4.584	55%	4.828	57%	244	5%
Ventas de energía a clientes regulados.....	3.635	44%	3.691	43%	56	2%
Ventas de energía al mercado spot.....	58	1%	10	0%	-48	-83%
Total ventas de energía.....	8.276	100%	8.528	100%	252	3%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	107,9		95,9		-12,0	-11%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	122,1		108,7		-13,4	-11%

(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 los primeros nueve meses de 2020, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$864,9 millones, disminuyendo un 8% (US\$79,6 millones) con respecto al mismo periodo de 2019. Esto se debió principalmente a los menores precios promedio tanto para clientes libres como para clientes regulados. Los menores precios medios de la energía vendida se debieron a caídas en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón) y a renegociaciones de tarifas, que en el caso del contrato con Centinela conlleva un mayor descuento en 2020 a través del cual EECL paga por la compra de un 40% en Inversiones Hornitos.

En lo que respecta al volumen de energía, se observa una recuperación en las ventas a clientes libres. En 2019 este segmento fue altamente afectado por el invierno altiplánico, la paralización de algunas fundiciones para realizar trabajos que permitieran cumplir con la normativa ambiental de captura de gases emitidos en sus procesos industriales y la huelga de Chuquicamata (Codelco) en el mes de junio. La venta de energía a clientes regulados mostró un alza asociada a la incorporación de los contratos de EMR a partir del 1 de julio y una leve recuperación de la demanda eléctrica aun considerando los efectos del COVID19. Cabe destacar que a partir de 2020 la participación de EECL en los contratos de suministro a compañías distribuidoras de la zona centro-sur del SEN aumenta por el vencimiento de antiguos contratos de suministro de otras generadoras. Por lo tanto, la caída en la demanda de los clientes regulados producto de la pandemia se vio compensada por la mayor pro-rata de la compañía dentro del total de contratos.

En términos físicos, las ventas al mercado spot disminuyeron por menores ventas de Los Loros y CTA, las que fueron compensadas en parte por ventas al mercado spot por parte de EMR. Sin embargo, la partida de ventas al mercado spot aumentó por mayores reliquidaciones netas de potencia y energía.

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 los primeros nueve meses del año, esta partida incluye un ingreso financiero de US\$23,7 millones asociado a la compra del 40% de Inversiones Hornitos SpA por parte de Engie Energía Chile en cuotas mensuales según el contrato de suministro renegociado con AMSA que considera un mayor descuento de tarifa en 2020. En tanto, en los primeros nueve meses de 2019, esta partida reconoce ingresos de US\$74,9 millones antes de impuesto correspondientes a pagos por parte del contratista principal de IEM para compensar a Engie Energía Chile por menores ingresos y mayores costos asociados al retraso en la puesta en marcha de la central.

Costos operacionales

Información a septiembre 2020 (en millones de US\$)

	9M 2019		9M 2020		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(217,8)	27%	(224,4)	28%	6,6	3%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(297,8)	37%	(234,1)	30%	-63,7	-21%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(111,6)	14%	(131,0)	17%	19,4	17%
Otros costos directos de la operación	(156,9)	19%	(180,2)	23%	23,3	15%
Total costos directos de ventas.....	(784,1)	97%	(769,6)	97%	-14,4	-2%
Gastos de administración y ventas.....	(26,2)	3%	(24,7)	3%	-1,5	-6%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(4,0)	0%	(3,4)	0%	-0,6	-14%
Otros ingresos/costos de la operación...	8,4	-1%	5,2	-1%		
Total costos de la operación.....	(805,8)	100%	(792,6)	100%	-13,3	-2%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	2.372	57%	3.627	64%	1.255	53%
Gas.....	1.689	41%	1.818	32%	129	8%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	10	0%	19	0%	8	81%
Hidro/Solar.....	87	2%	193	3%	106	121%
Total generación bruta.....	4.158	100%	5.657	100%	1.499	36%
Menos Consumos propios.....	(315)	-8%	(352)	-6%	-37	12%
Total generación neta.....	3.843	46%	5.305	60%	1.462	38%
Compras de energía en el mercado spot.....	4.164	50%	3.105	35%	-1.059	-25%
Compras de energía contrato puente.....	373	4%	377	4%	3	-
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	8.380	100%	8.786	100%	406	5%

La generación bruta de electricidad aumentó un 36% con respecto al mismo periodo del año anterior, especialmente por el aumento de la generación a carbón por parte de IEM que estuvo en operaciones todo el período en 2020, mientras que en 2019 sólo se reconoció su aporte a partir del inicio de su operación comercial el 16 de mayo. No sólo hubo una mayor contribución de la generación a carbón, sino también a gas, por la mayor disponibilidad de este combustible, y de la generación renovable debido a la compra de Los Loros en abril de 2019 y de Eólica Monte Redondo en julio de 2020.

En los primeros nueve meses de 2020, el ítem de costo de combustibles registró un aumento de sólo 3%, o US\$6,6 millones, en consideración a la mayor generación propia que aumentó un 36%. La menor magnitud del aumento en el costo de combustibles se debió a la caída de los precios del carbón y del gas en 2020.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ disminuyó en US\$63,7 millones (21%) con respecto al mismo periodo del año anterior, fundamentalmente por los menores volúmenes de energía comprada a menores precios medios. Esto se explica por la interconexión total de los sistemas, un mayor aporte de generación hidráulica y la operación de centrales a gas en modo inflexible debido a la mayor disponibilidad de dicho combustible. En mayo de 2019 entró en operaciones el último tramo de la línea Cardones-Polpaico de Interchile, y se inició la operación comercial de Infraestructura Energética Mejillones.

El mayor costo de depreciación en estos nueve meses de 2020 se debió al efecto de la incorporación de IEM y a la depreciación del mayor activo fijo resultante del mantenimiento mayor de la Unidad 16.

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) y alzas en las primas de seguros, entre otras variables.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) fueron inferiores 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\$3,6 millones en el periodo.

Resultado operacional

Información a septiembre 2020 (en millones de US\$)

EBITDA	9M 2019		9M 2020		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.119,5	100%	996,0	100%	-123,5	-11%
Total costo de ventas	(784,1)	70%	(769,6)	77%	-14,4	-2%
Ganancia bruta	335,4	30%	226,3	23%	-109,1	-33%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(21,8)	2%	(22,9)	2%	1,1	5%
Ganancia Operacional	313,6	28%	203,4	20%	-110,2	-35%
Depreciación y amortización.....	115,6	10%	134,4	13%	18,8	16%
EBITDA	429,2	38,3%	337,8	33,9%	-91,4	-21%

El EBITDA de los primeros nueve meses de 2020 alcanzó los US\$337,8 millones, con una disminución de 21% o de US\$91,4 millones, en comparación con igual periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a otros ingresos operacionales percibidos en 2019 referidos a la compensación por el retraso en la puesta en marcha de IEM que explican US\$74,9 millones de la disminución en el EBITDA. En segundo lugar, la disminución de margen del negocio eléctrico explica US\$22 millones de menor EBITDA por las menores tarifas medias que se compensaron en parte por menores costos de energía suministrada. El menor margen eléctrico fue compensado por el ingreso de US\$23,7 millones por el reconocimiento de la toma de control del 40% de Inversiones Hornitos.

Resultados financieros

Información a septiembre 2020 (en millones de US\$)

	9M 2019		9M 2020		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	3,3	0%	3,1	0%	-0,2	-7%
Gastos financieros.....	(25,4)	-2%	(49,6)	-5%	-24,2	95%
Diferencia de cambio.....	(2,0)	0%	(2,9)	0%	-0,9	43%
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-	0%	-	0%	0,0	
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	(85,5)	-8%	1,8	0%	87,3	
Total resultado no operacional	(109,6)	-10%	(47,6)	-5%		
Ganancia antes de impuesto.....	204,1	18%	155,8	16%	-48,2	-24%
Impuesto a las ganancias.....	(53,8)	-5%	(32,6)	-3%	21,2	
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	150,3	13%	123,3	12%	-27,0	-18%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	143,0	13%	123,3	12%	-19,8	-14%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	7,3	1%	(0,0)	0%	-7,3	-100%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	143,0	13%	123,3	12%	-19,8	-14%
Ganancia por acción.....	0,136	0%	0,117	0%		

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 pago anticipado del bono 144A/RegS por US\$400 millones con vencimiento original en enero de 2021 que fue refinanciado y pagado en su totalidad en el 1T20, pagando a los tenedores del bono una prima por el rescate anticipado de la emisión. En enero de 2020 EECL anunció un programa voluntario de rescate anticipado de estos bonos (“Any and All Tender Offer”) sujeto a la colocación de un nuevo bono que fue emitido exitosamente el 23 de enero de 2020 por un monto de US\$500 millones. Posteriormente, la Compañía hizo uso de la opción de prepago contenida en la documentación del bono, para pagar 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 pérdida de US\$2,9 millones en el periodo, que compara con una pérdida de US\$2,0 millones en el mismo periodo de 2019.

En los primeros nueve meses de 2020 los otros ingresos no operacionales netos registraron una pequeña utilidad de US\$1,8 millones, en comparación con la pérdida de US\$85,5 millones registrada en los primeros nueve meses de 2019. Esta pérdida se debió al reconocimiento del deterioro económico de activos (*asset impairment*) con motivo del cierre de las unidades U14 y U15 de Tocopilla anunciado para fines de 2021 por un monto neto de impuesto de aproximadamente US\$63 millones (US\$87,4 millones antes de impuestos).

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2020 es de 27% al igual que en 2019.

En los primeros nueve meses de 2020, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$123,3 millones que compara con una ganancia de US\$143 millones en el mismo periodo de 2019.

Durante los primeros nueve meses de 2020, también se registraron impactos no-recurrentes por el pago de primas asociadas al rescate anticipado de los bonos 144-A que tuvieron un impacto después de impuestos de US\$9,9 millones. Con esto la utilidad neta recurrente de los primeros nueve meses del año alcanzó los US\$133 millones.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de septiembre de 2020, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$187,8 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$900 millones¹, con vencimientos menores a un año de US\$50 millones y sin otros vencimientos hasta enero de 2025.

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

Estado de flujo de efectivo	<u>2019</u>	<u>2020</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	333,9	71,1
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(140,1)	(193,8)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(91,2)	68,1
Cambio en el efectivo	<u>102,6</u>	<u>(54,6)</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En los primeros nueve meses de 2020, EECL reportó un flujo de caja proveniente de la operación de US\$71,2 millones. Esta cifra está presentada después del pago de impuestos a la renta por un total de US\$51,7 millones, pagos de impuestos verdes de US\$21,2 millones y otros pagos de intereses de US\$55,7 millones. Estos, a su vez, incluyen la prima de US\$13,6 millones pagada por el rescate anticipado de los bonos 144-A. El flujo de caja proveniente de la operación antes de impuestos e intereses ascendió a US\$200 millones.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En los primeros nueve meses de 2020, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$193,8 millones, principalmente por la compra de Eólica Monte Redondo que representó un egreso de caja de US\$53 millones, además de las inversiones en proyectos de generación de energía renovable y de transmisión. Estas incluyeron inversiones en parques fotovoltaicos (US\$79,3 millones), parques eólicos (US\$32,0 millones), subestaciones (US\$13,0 millones) y mantenencias mayores de centrales y activos de transmisión (US\$11,5 millones). Estos egresos de caja fueron en parte compensados por un pago de préstamos por parte de TEN en la cantidad de US\$7,5 millones, así como por una devolución de anticipos pagados en años anteriores al contratista del proyecto IEM (US\$3,4 millones).

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en los primeros nueve meses de 2019 y de 2020 ascendieron a US\$126,1 millones y US\$138,5 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

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

CAPEX	<u>2019</u>	<u>2020</u>
CTA (Nuevo Puerto).....	1,0	-
IEM.....	75,8	-
Subestaciones de transmisión.....	2,2	13,0
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y recondicionamiento de equipos.....	6,7	8,6
Mejoras Medioambientales	0,3	-
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	7,8	2,9
Parque fotovoltaicos.....	2,5	79,3
Parques eólicos.....	22,1	32,0
Otros.....	7,8	2,8
Total inversión en activos fijos	<u>126,1</u>	<u>138,5</u>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En 2019 estos últimos ascendieron a US\$19,2 millones en el proyecto IEM. En tanto para 2020 los intereses activados en los proyectos de energía renovable ascendieron a US\$2,7 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Las actividades de financiamiento resultaron en ingresos netos de caja de US\$68,1 millones. El principal flujo relacionado con actividades financieras durante los primeros nueve meses de 2020 fue la emisión de un nuevo bono 144-A/Reg S por US\$500 millones con un pago único de capital en enero de 2030, un rendimiento de 3,484% anual y una tasa cupón de 3,4% anual. Los fondos provenientes de la emisión 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 los intereses, gastos del financiamiento, impuestos y primas de prepago. Asimismo, la compañía prepagó dos créditos de corto plazo por un total de US\$80 millones con Scotiabank y Banco Estado. Luego, en el mes de mayo de 2020, la compañía tomó un nuevo 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 septiembre de 2020

Obligaciones Contractuales al 30/09/20
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	50,0	50,0	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	850,0	-	-	350,0	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	56,7	1,4	3,1	3,8	48,4
Leasing financiero - NIIF 16	51,5	3,1	7,2	5,0	36,3
Costo financiero diferido.....	(19,7)	-	(6,3)	(6,6)	(6,8)
Intereses devengados.....	5,9	5,9	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	2,1	2,1	-	-	-
Total	996,5	62,4	4,0	352,2	577,8

Notas:

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

Al 30 de septiembre de 2020, la deuda bancaria de corto plazo consistía en un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado con vencimiento el 14 de mayo de 2021. 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. Con esta nueva colocación la compañía logró extender el plazo promedio de su deuda a un nuevo promedio de 7,7 años y reducir la tasa nominal de su deuda a un nuevo promedio de 3,73% anual.

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 durante 20 años, quedándose con la propiedad del activo al final del período. El valor presente de este contrato es de US\$56,7 millones.

Por último, al 30 de septiembre la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$51,5 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 28 de abril de 2020, 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 año anterior, el Directorio de la compañía, en su sesión celebrada con fecha 28 de mayo de 2019, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, la cantidad de US\$50.000.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,047469416 por acción, pagadero el día 21 de junio de

2019, en su equivalente en moneda nacional. Dicho dividendo fue acordado en consideración a la generación de caja y al cierre de un periodo de inversiones relevantes en la Compañía.

El día 13 de diciembre de 2019, la compañía pagó un segundo dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2019 por la cantidad de US\$40 millones, o US\$0,03798 por acción, según lo aprobado por el Directorio de la compañía el 26 de noviembre de 2019.

El día 28 de abril de 2020, en la Junta Ordinaria de Accionistas anteriormente mencionada, se acordó no repartir un dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2019. Con esto, los dividendos totales con cargo a las utilidades del ejercicio 2019 ascendieron a la cantidad de US\$90 millones, equivalentes al 81% de la utilidad neta del ejercicio que fue de US\$110,8 millones.

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

Política de Gestión de Riesgos Financieros

Como parte del desarrollo normal del negocio, EECL se encuentra expuesto a una serie de factores de riesgo que pueden impactar el desempeño y la condición financiera de la entidad, y que son monitoreados periódicamente.

EECL tiene procedimientos de Gestión de Riesgos establecidos, donde se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de una matriz de riesgos. Adicionalmente, se ha formalizado un Comité de Riesgos y Seguros que es responsable por la revisión, análisis y aprobación de la matriz de riesgos, además de proponer medidas de mitigación. La matriz de riesgos es actualizada y revisada semestralmente, y el monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente. 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 EECL en relación a 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. Nuestra política ha sido la de proteger a la compañía de estos riesgos hasta donde sea posible 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 la variabilidad de precios de combustibles fósiles, es que al día de hoy mantenemos exposición residual a ciertos combustibles internacionales. Por ejemplo, la tarifa del contrato con compañías distribuidoras en la zona norte del SEN se ajusta semestralmente según el índice Henry Hub y el índice de precios del consumidor de Estados Unidos. Sin embargo, 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 prevalectante 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 re-liquidan 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 originarán un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerá 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, la compañía se encuentra actualmente trabajando con bancos en el diseño e implementación de una alternativa de monetización de estas cuentas por cobrar.

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”.

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.

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 septiembre de 2020, un 100% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija.

Al 30 de septiembre de 2020
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Fija							
(US\$)	1.580% p.a.	-	50,0	-	-	-	50,0
(US\$)	3,400% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	4,500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
Total		-	50,0	-	-	850,0	900,0

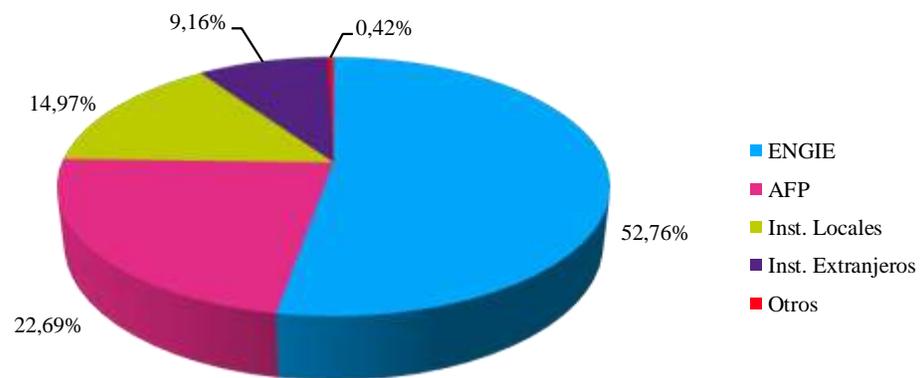
Riesgo de crédito

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales 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 SEPTIEMBRE DE 2020

N° de accionistas: 1.844



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)

	<u>2019</u>				<u>2020</u>			
	<u>1T19</u>	<u>2T19</u>	<u>3T19</u>	<u>9M19</u>	<u>1T20</u>	<u>2T20</u>	<u>3T20</u>	<u>9M20</u>
Ventas físicas								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.423	1.550	1.610	4.584	1.672	1.662	1.493	4.828
Ventas de energía a clientes regulados	1.220	1.183	1.232	3.635	1.285	1.122	1.283	3.691
Ventas de energía al mercado spot	6	20	31	58	-	3	6	10
Total ventas de energía.....	2.649	2.754	2.873	8.276	2.957	2.788	2.783	8.528
	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación bruta por combustible								
Carbón.....	594	911	867	2.372	1.304	1.276	1.046	3.627
Gas.....	356	569	764	1.689	493	705	620	1.818
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	2	1	8	10	17	1	0	19
Hidro/ Solar.....	14	32	41	87	46	35	112	193
Total generación bruta.....	965	1.513	1.680	4.158	1.861	2.017	1.779	5.657
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(78)</i>	<i>(106)</i>	<i>(131)</i>	<i>(315)</i>	<i>(82)</i>	<i>(148)</i>	<i>(122)</i>	<i>(352)</i>
Total generación neta.....	888	1.407	1.549	3.843	1.779	1.869	1.657	5.305
Compras de energía en el mercado spot	1.729	1.307	1.128	4.164	1.063	821	1.220	3.105
Compras de energía bajo contrato (GWh)	122	124	127	373	125	125	127	377
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.739	2.838	2.804	8.380	2.967	2.815	3.004	8.786

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

	1T19	2T19	3T19	9M19	1Q20	2Q20	3Q20	9M20
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes regulados.....	150,6	146,9	146,1	443,6	134,1	127,5	139,5	401,0
Ventas a clientes no regulados.....	163,0	173,7	152,7	489,3	164,0	142,9	142,5	449,4
Ventas al mercado spot y ajustes.....	1,6	3,6	6,3	11,5	7,8	1,5	5,2	14,5
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	315,1	324,3	305,1	944,4	305,8	271,9	287,2	864,9
Ventas de gas.....	4,1	4,2	4,4	12,6	5,9	7,6	10,9	24,4
Otros ingresos operacionales.....	24,6	94,1	43,7	162,4	23,5	42,6	40,6	106,7
Total ingresos operacionales.....	343,8	422,5	353,2	1.119,5	335,3	322,0	338,7	996,0
Costos de la operación								
Combustibles.....	(66,5)	(72,8)	(78,4)	(217,8)	(80,8)	(83,6)	(59,9)	(224,4)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(122,9)	(102,8)	(72,1)	(297,8)	(93,2)	(69,2)	(71,7)	(234,1)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(33,2)	(38,4)	(40,0)	(111,6)	(41,2)	(41,7)	(48,1)	(131,0)
Otros costos directos de la operación	(52,9)	(49,2)	(54,8)	(156,9)	(52,9)	(62,5)	(64,8)	(180,2)
Total costos directos de ventas.....	(275,5)	(263,2)	(245,3)	(784,1)	(268,1)	(257,0)	(244,5)	(769,6)
Gastos de administración y ventas.....	(9,0)	(8,9)	(8,2)	(26,2)	(7,7)	(8,7)	(8,3)	(24,7)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,9)	(1,9)	(1,2)	(4,0)	(1,1)	(1,5)	(0,8)	(3,4)
Otros ingresos de la operación.....	3,9	(0,2)	4,7	8,4	(1,6)	4,9	1,9	5,2
Total costos de la operación.....	(281,5)	(274,3)	(250,0)	(805,8)	(278,5)	(262,3)	(251,8)	(792,6)
Ganancia operacional.....	62,2	148,2	103,2	313,6	56,8	59,7	86,8	203,4
EBITDA.....	96,3	188,5	144,4	429,2	99,1	103,0	135,8	337,8
Ingresos financieros.....	1,2	1,5	0,6	3,3	1,6	1,0	0,5	3,1
Gastos financieros.....	(3,2)	(8,5)	(13,7)	(25,4)	(28,5)	(10,6)	(10,5)	(49,6)
Diferencia de cambio.....	1,1	(0,1)	(3,1)	(2,0)	(0,4)	(0,9)	(1,7)	(2,9)
Ut. (pp) de asociadas utilizando método de la participación	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,9	(90,6)	4,2	(85,5)	1,7	0,2	(0,1)	1,8
Total resultado no operacional	0,1	(97,7)	(12,0)	(109,6)	(25,6)	(10,4)	(11,7)	(47,6)
Ganancia antes de impuesto.....	62,4	50,5	91,1	204,1	31,3	49,4	75,2	155,8
Impuesto a las ganancias.....	(16,8)	(13,9)	(23,1)	(53,8)	(5,6)	(8,8)	(18,1)	(32,6)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	45,6	41,1	63,6	150,3	25,6	40,6	57,0	123,3
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	42,9	37,7	62,4	143,0	25,6	40,6	57,0	123,3
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	2,7	3,4	1,2	7,3	-	-	(0,0)	(0,0)
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	42,9	37,7	62,4	143,0	25,6	40,6	57,0	123,3
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,041	0,036	0,059	0,136	0,024	0,039	0,054	0,117

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2019	2020
	<u>Diciembre</u>	<u>Septiembre</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	239,1	187,8
Otros activos financieros corrientes	-	-
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	108,6	122,3
Impuestos por recuperar	12,7	13,3
Inventarios corrientes	116,2	97,4
Otros activos no financieros corrientes	8,2	23,6
Total activos corrientes	484,8	444,4
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.561,4	2.636,2
Otros activos no corrientes	461,6	560,5
TOTAL ACTIVO	3.507,8	3.641,1
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	103,7	58,0
Otros pasivos corrientes	253,7	223,0
Total pasivos corrientes	357,5	280,9
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	760,4	878,8
Otros pasivos de largo plazo	266,3	282,5
Total pasivos no corrientes	1.026,7	1.161,2
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.059,3	2.198,9
Participaciones no controladoras	64,4	-
Patrimonio	2.123,6	2.198,9
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.507,8	3.641,1

(1) Incluye inversiones de corto-plazo disponibles para la venta (fondos mutuos)

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2019 y el 30 de septiembre de 2020 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: La disminución de US\$51 millones en el saldo de efectivo se explica principalmente por los siguientes usos y fuentes de fondos. Entre los mayores usos de efectivo se encuentran (i) pagos asociados a proyectos de inversión de US\$138,5 millones, (ii) la compra de Eólica Monte Redondo en US\$53

millones, (iii) pagos de impuestos a la renta e impuestos a las emisiones de CO₂ por un total de US\$72,8 millones; y (iv) pagos de intereses y gastos incurridos en conexión con operaciones de financiamiento (US\$58,4 millones incluyendo US\$13,6 millones en primas pagadas por el rescate anticipado de un bono 144-A). Las principales fuentes de fondos incluyen (i) los flujos provenientes de la operación (US\$200 millones), (ii) un pago de US\$7,5 millones recibido desde la filial TEN, y (iii) un préstamo de corto plazo de Banco Estado por US\$50 millones. Los fondos recibidos por la emisión de un nuevo bono 144-A por US\$500 millones fueron utilizados en su mayor parte para el prepago del bono anterior de US\$400 millones y de los préstamos de corto plazo que mantenía la compañía por un total de US\$80 millones.

Deudores comerciales: El aumento de US\$13,7 millones se compone de cambios en dos cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar registraron un aumento de US\$19 millones, y por otra parte, se registró una disminución de US\$5,4 millones en las cuentas por cobrar a compañías relacionadas.

Inventarios corrientes: La disminución de US\$18,8 millones en los inventarios corrientes comprende una disminución de US\$20,6 millones en los inventarios de combustibles tales como GNL, cal hidratada y carbón, en gran parte debido a caídas en sus precios, así como un aumento de US\$1,5 millones en inventarios de materiales y repuestos.

Impuestos por recuperar: Esta partida se mantuvo en niveles muy similares a los de fines de 2019, llegando a los US\$13,3 millones al 30 de septiembre de 2020.

Otros activos no financieros corrientes: Estos activos mostraron un aumento de US\$15,5 millones. Este aumento incluye dos efectos principales (i) US\$9,4 millones de aumento en el saldo de IVA crédito fiscal explicado por la inversión en nuevos proyectos y la menor recaudación producto del mecanismo de estabilización de precios al cliente regulado y (ii) US\$6,1 millones de incremento en seguros pagados por anticipado.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$99,1 millones en esta partida se explica por las inversiones en activos fijos y derechos de uso, compensadas por la depreciación del período que llegó a US\$118,5 millones. El aumento del activo fijo incluye las inversiones en construcción de proyectos renovables tales como Calama, Capricornio y Tamaya además de inversiones en mantenimiento y en activos de transmisión, por un total de US\$ 138,5 millones, así como la incorporación de los activos fijos de Eólica Monte Redondo (US\$56,6 millones).

Otros activos no corrientes: Este rubro registró un aumento neto de US\$75,1 millones que se compone de aumentos en ciertas partidas y disminuciones en otras. Entre las primeras se incluyen (1) un aumento de US\$25,9 millones en el reconocimiento de activos por derecho de uso asociados a la implementación de la norma IFRS 16 explicado por concesiones de uso oneroso sobre terrenos para la construcción de proyectos de generación o transmisión de energía; (2) un incremento de US\$57,4 millones en cuentas por cobrar de largo plazo asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas, (3) un aumento de US\$8,1 millones en activos intangibles por gastos asociados a proyectos de generación en desarrollo (Trigales y Coya) y (4) un aumento de US\$4,3 millones de impuestos diferidos. Estos aumentos fueron parcialmente contrarrestados por disminuciones en las siguientes partidas (1) US\$2,7 millones en la inversión en TEN, principalmente por efectos de valoración a mercado de derivados financieros en dicha filial; (2) US\$6,3 millones en cuentas por cobrar a empresas relacionadas debido al pago recibido desde TEN, y (3) US\$12,2 millones de amortización de activos intangibles.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución neta de US\$45,7 millones, explicada principalmente por el pago de US\$80 millones de créditos de corto plazo en el primer trimestre de 2020 y la toma de un nuevo crédito de corto plazo por US\$50 millones en mayo de 2020. Además, se observó una disminución de US\$11,7 millones en la partida de intereses devengados producto de las menores tasas de interés y de las fechas de cierre de los balances de esta comparación. Dado que los intereses sobre ambos bonos 144-A son pagaderos en enero, al cierre de diciembre el monto devengado de intereses es normalmente mayor que al cierre de septiembre.

Otros pasivos corrientes: La disminución de US\$30,7 millones de este rubro se debe a cuatro razones principales: una disminución de US\$4,1 millones en cuentas comerciales por pagar debido a que al cierre de 2019 existían facturas por embarques de combustibles, que fueron pagadas a principios de 2020; una menor provisión por impuesto a la renta (US\$14 millones); menor IVA débito fiscal (US\$10,9 millones); y una disminución de US\$4,3 millones en las cuentas por pagar a empresas relacionadas, principalmente GNL Mejillones.

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$118,4 millones en esta partida se explica principalmente por la emisión de un nuevo bono 144-A por US\$500 millones cuyos recursos se utilizaron mayormente para prepagar el bono 144-A por US\$400 millones que tenía vencimiento el 15 de enero de 2021. Además, se observa un aumento de US\$25,8 millones en el pasivo asociado a la implementación de la norma IFRS 16. Este aumento se refiere principalmente a nuevas concesiones de uso oneroso sobre terrenos para la ejecución de proyectos de generación o transmisión de energía. Por último, se observa un aumento de US\$7,4 millones en gastos relacionados con los financiamientos que se descuentan del pasivo y se van devengando durante la vida de los respectivos financiamientos.

Otros pasivos de largo plazo: En este rubro se observa un aumento de US\$16,2 millones debido a provisiones por desmantelamiento de activos (US\$13,4 millones) y aumentos en impuestos diferidos (US\$3,9 millones).

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$139,6 millones se explica principalmente por (i) las utilidades del ejercicio por US\$123,3 millones, más (ii) US\$23,9 millones correspondientes a la diferencia entre la absorción del interés minoritario de Inversiones Hornitos y la valorización de la inversión del 40% de Inversiones Hornitos, producto del acuerdo firmado con Antofagasta Minerals el 31 de marzo de 2020, y menos (iii) US\$7,5 millones por una menor valorización a mercado de instrumentos financieros clasificados como cobertura contable.

Participaciones no controladoras: La desaparición de esta partida se explica por el acuerdo con el accionista minoritario de Inversiones Hornitos y sus empresas relacionadas, Minera Centinela y Antofagasta Minerals con fecha 31 de marzo e informado a la CMF en un hecho esencial. Producto de este acuerdo, la compañía tomó el control total de la filial Inversiones Hornitos, consolidando el 100% de sus estados financieros y eliminando el interés minoritario que al 31 de diciembre de 2019 era de US\$64 millones.

ANEXO 2

	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20
EBITDA*	188,5	144,4	105,6	99,1	103,0	135,8
Ganancia atribuible a la controladora	37,7	62,4	-32,2	25,6	40,6	66,2
Gastos Financieros	8,5	13,7	12,5	28,5	10,6	39,1

* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Sep/19	Sep/20
EBITDA (últimos 12 meses)	526,5	443,5
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	173,1	100,2
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	28,7	90,7
	-	-
Deuda Financiera	899,4	936,8
Corriente	92,4	58,0
No-Corriente	807,0	878,8
Efectivo y efectivo equivalente	166,1	187,8
Deuda financiera neta	733,3	748,9

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-19	Sep-20	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,36	1,58	16%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,03	1,24	20%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	127,3	163,5	28%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,65	0,66	1%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	14,14	7,15	-49%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	1,72	2,24	30%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,28	1,82	42%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,4%	4,1%	-23%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,2%	2,5%	-22%

*últimos 12 meses

Al 30 de septiembre de 2020, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,58x y 1,24x, respectivamente, niveles superiores a los registrados al cierre de 2019. Esto fue el resultado de la disminución del pasivo circulante; específicamente, una disminución en el nivel de deuda de la compañía producto del prepago de la deuda de corto plazo por US\$80 millones y toma de un nuevo crédito por un monto menor (US\$50 millones). 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 la ausencia de vencimientos de deuda en los próximos cinco años.

La Razón de Endeudamiento a septiembre de 2020 se mantiene en niveles muy similares a los de diciembre de 2019.

La Cobertura de Gastos Financieros para los 12 meses terminados el 30 de septiembre de 2020 fue de 7,15x, que, si bien evidencia un fuerte nivel de cobertura, es menor que el indicador observado en diciembre de 2019. Esto se debe a tres razones: (1) el aumento en los gastos financieros por los gastos y primas de prepago incurridos en los procesos de rescate anticipado de los bonos que tenían vencimiento en enero de 2021 y la emisión de un nuevo bono 144-A, (2) la menor activación de intereses desde el término del proyecto IEM y (3) el menor nivel de EBITDA en gran parte debido a las compensaciones recibidas por el contratista del proyecto IEM en 2019 por el retraso en la puesta en marcha de la central.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA subió a 2,2x producto principalmente del menor EBITDA de la compañía y un aumento de US\$75 millones en la deuda bruta. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste aumentó llegando a 1,82 veces producto de un menor nivel de efectivo, el que se mantuvo en niveles altos de US\$188 millones.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo de los primeros nueve meses de 2020 fueron de 4,1% y 2,5%, respectivamente, disminuyendo respecto del cierre de diciembre de 2019. La rentabilidad sobre el patrimonio atribuible a los controladores de la empresa disminuyó debido al aumento del patrimonio explicado la absorción del interés minoritario en Inversiones Hornitos. La rentabilidad del activo se vio disminuida por la menor utilidad neta de los primeros nueve meses de 2020 en comparación con la del mismo período de 2019 principalmente debido a las compensaciones recibidas en 2019 y los mayores gastos financieros asociados a la prima de prepago del bono 144-A que fue refinanciado durante el primer trimestre de 2020.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 9M20

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de septiembre 2020, el día **jueves 29 de octubre de 2020** a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 12:00 PM (USA-NY)

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 llamado 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 6 de noviembre de 2020.