

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$535 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$111 MILLONES EN EL AÑO 2019.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$106 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UN INCREMENTO DE 9% CON RESPECTO AL CUARTO TRIMESTRE DE 2018. EL INCREMENTO DE EBITDA SE EXPLICA PRINCIPALMENTE POR UN MAYOR VOLUMEN DE VENTAS A CLIENTES REGULADOS.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$1.455 millones en 2019, aumentando un 14% con respecto al año anterior, principalmente debido a mayores ventas de energía en el segmento de clientes regulados producto del aumento en la demanda contratada por las compañías distribuidoras del centro-sur del SEN.
- **El EBITDA** del año 2019 llegó a los US\$534,9 millones, un aumento de 42% en comparación con el año anterior, producto principalmente de mayores ventas de energía en el segmento de clientes regulados de la zona centro-sur del SEN.
- **La utilidad neta** del año 2019 alcanzó US\$110,8 millones, un 8% superior al resultado del mismo periodo del año anterior. Este resultado se vio afectado por impactos no recurrentes, tanto en el segundo trimestre de 2018 como en el segundo y cuarto trimestre de 2019, principalmente por el reconocimiento del menor valor contable de las unidades de generación a carbón cuyos cierres fueron anunciados (“*impairment*” de unidades 12 y 13 en 2018 y unidades 14 y 15 de Tocopilla y CTM1 y CTM2 de Mejillones en 2019). Excluyendo estos efectos no recurrentes, la utilidad neta en 2019 habría sido de US\$244 millones, un incremento de 56% en comparación con la utilidad sin efectos no recurrentes de US\$156 millones en 2018.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	4T18	4T19	Var %	12M18	12M19	Var%
Total ingresos operacionales	324,6	335,0	3%	1.275,3	1.454,5	14%
Ganancia operacional	61,0	64,0	5%	238,0	377,7	59%
EBITDA	97,3	105,6	9%	375,7	534,9	42%
Margen EBITDA	30,0%	31,5%	1.5pp%	29,5%	36,8%	+7.3 pp
Total resultado no operacional	(17,1)	(106,7)	524%	(88,4)	(216,3)	145%
Ganancia después de impuestos	32,2	(31,5)	n.a	111,2	118,7	7%
Ganancia atribuible a los controladores	30,1	(32,2)	n.a	102,6	110,8	8%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	2,1	0,6	-70%	8,6	7,9	-9%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,029	(0,031)		0,097	0,105	
Ventas de energía (GWh)	2.420	2.847	18%	9.729	11.103	14%
Generación neta de energía (GWh)	974	1.439	48%	5.033	5.282	5%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.221	1.356	11%	4.009	5.520	38%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	253	127	-50%	880	500	-43%

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (“EECL”) participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 31 de diciembre de 2019, 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 CGE (ex – EMEL), el único grupo de distribución eléctrica en la zona norte de Chile. El 1 de enero 2018 comenzó a suministrar electricidad a compañías distribuidoras de la zona central del SEN. 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	4
HECHOS POSTERIORES.....	4
CUARTO TRIMESTRE DE 2019	4
TERCER TRIMESTRE DE 2019	4
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019	5
PRIMER TRIMESTRE DE 2019.....	6
ANTECEDENTES GENERALES	7
Costos Marginales SEN.....	7
Precios de Combustibles	8
Generación	8
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	11
Cuarto trimestre de 2019 comparado con el tercer trimestre de 2019 y cuarto trimestre de 2018	11
Ingresos operacionales	11
Costos operacionales.....	12
Margen Eléctrico.....	13
Resultado operacional	14
Resultados financieros	15
Ganancia neta.....	15
Año 2019 comparado año 2018	16
Ingresos operacionales	16
Costos operacionales.....	17
Resultado operacional	18
Resultados financieros	19
Ganancia neta.....	20
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.....	22
Política de dividendos	23
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	24
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	24
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	25
Riesgo de tasa de interés	25
Riesgo de crédito.....	25
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 DE DICIEMBRE DE 2019	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	30
ANEXO 2	32

INDICADORES FINANCIEROS.....	32
CONFERENCIA TELEFÓNICA 12M19	33

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- **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.

CUARTO TRIMESTRE DE 2019

- El 9 de diciembre EECL publica hecho esencial informando el **Impairment de las unidades CTM1 y CTM2** luego del anuncio realizado en la COP25 en relación al proceso de descarbonización de la empresa y el acuerdo de Retiro de Centrales Termoeléctricas firmado con el Gobierno. Además, en línea con el plan de descarbonización, EECL suscribió una carta de intención con el Inter-American Development Bank Group (IDB Group) para la estructuración de un crédito a largo plazo por hasta US\$125 millones.
- Con fecha 27 de noviembre el Directorio de la compañía aprobó la distribución de un segundo **dividendo provisorio** con cargo a las utilidades del ejercicio 2019 por la cantidad de US\$40 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,0379755328 por acción, que se pagó el día 13 de diciembre de 2019.
- En octubre de 2019 ingresó a la Contraloría General de la República un nuevo decreto de Precio de Nudo, el que haría efectiva un alza promedio de 9,2% en las tarifas eléctricas, explicada principalmente por el aumento del tipo de cambio. Sin embargo, producto del descontento social que se manifestaba durante esos días, se definió un paquete de medidas – la denominada "Nueva Agenda Social", dentro de las cual está la “Ley que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de precios”. Esta ley fue aprobada en el Congreso a fines de octubre de 2019, y su objetivo es revertir el alza en las tarifas registrada en octubre y evitar futuras alzas durante 2020, a través de la estabilización de los precios de energía y potencia al adelantar el reconocimiento del beneficio que se obtendría en los años siguientes como consecuencia de la rebaja en los precios de suministro que se aseguraba con la entrada en vigencia de nuevos contratos que resultaron de las últimas licitaciones de suministro.
- A fines de diciembre la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el informe técnico que fija los cargos únicos de transmisión para el primer semestre del año 2020. En este documento se mantuvieron fijos en pesos los cargos únicos respecto a la última fijación de julio de 2019, contraviniendo el alza que se había especificado en el informe preliminar de octubre de 2019. Con esta fijación de los cargos únicos, se busca cumplir con el objetivo de estabilizar en pesos las tarifas eléctricas traspasadas a los clientes regulados, iniciativa que se encuentra dentro de la Nueva Agenda Social.

TERCER TRIMESTRE DE 2019

- En el marco de su programa de rotación de activos, el 11 de octubre de 2019 **ENGIE Energía Chile lanzó su plan de inversión en activos de generación renovable** por 1.000 MW de capacidad instalada, cuya primera etapa consta de tres proyectos que se construirán en la Región de Antofagasta. Se trata del parque eólico Calama y la planta solar Capricornio, que ya iniciaron su construcción, y de la planta solar Tamaya con inicio de construcción está previsto para el primer trimestre de 2020. Estos tres primeros proyectos tendrán una capacidad instalada de 370 MW y generarán cerca de 1.000 empleos directos en momentos punta de contratación.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019

- Con fecha **24 de junio**, **Fitch Ratings** ratificó las clasificaciones de largo plazo en escala internacional (*issuer default ratings* o *IDRs*) de Engie Energía Chile en monedas local y extranjera en ‘BBB’ y revisó la perspectiva de las clasificaciones desde Estable a Positiva. Al mismo tiempo ratificó las clasificaciones de largo plazo en escala nacional de Engie Energía Chile S.A. (Engie) en ‘AA-(cl)’, también cambiando la perspectiva de Estable a Positiva. Ratificó además la clasificación de los títulos accionarios en ‘Primera Clase Nivel 2(cl)’.
- Con fecha **4 de junio** en un Hecho Esencial enviado a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ENGIE Energía Chile (EECL) en el contexto (a) del proceso de descarbonización de la matriz energética impulsado por el Gobierno y (b) del proceso de transición energética hacia medios de generación renovable en que está inmersa la Sociedad, suscribió con el Ministerio de Energía un acuerdo denominado “**Acuerdo de Retiro de Centrales Termoeléctricas a Carbón**”. En virtud del acuerdo EECL manifiesta su compromiso con el combate al cambio climático y al calentamiento global, y declara que desplegará sus mejores esfuerzos para disminuir el impacto que producen las emisiones de sus operaciones, teniendo siempre presente la seguridad y la eficiencia económica del sistema eléctrico nacional, la actividad económica local y los eventuales aspectos sociales y medioambientales que el proceso de cierre progresivo de unidades generadoras a carbón pueda traer aparejado.

Considerando los aspectos antes indicados, en el referido documento EECL se compromete, además, a comunicar a la Comisión Nacional de Energía la desconexión y retiro de las unidades carboneras N°14 (136 MW) y N°15 (132 MW), situadas en la Central Tocopilla, a contar del 1 de enero de 2022, plazo que se podría extender hasta el 31 de mayo de 2024 en el caso que EECL no concrete previamente el desarrollo de nuevas fuentes de generación renovable. Conforme al acuerdo antes individualizado y sujeto a la desconexión y retiro, las referidas unidades podrían pasar a un régimen de reserva estratégica, cuyos alcances serían definidos, según lo ha informado la autoridad, a más tardar en enero de 2021.

Con esta misma fecha, se envió una comunicación a la Comisión Nacional de Energía, dando cuenta de la intención de desconexión y retiro en las fechas antes señaladas, con motivo de lo cual fue necesario efectuar un ajuste contable negativo por menor valor de activos (*asset impairment*), por un monto de US\$63.000.000 (neto de impuestos).

Cabe destacar que el cierre de las unidades N°14 y N°15 se sumó al de las unidades N°12 y N°13, también de la Central Tocopilla, cuya desconexión se concretó el día viernes 7 de junio 2019.

- Con fecha 29 de mayo se aprobó la distribución de un **dividendo provisorio** considerando la generación de caja y el cierre de un periodo de inversiones relevantes. Este dividendo fue con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad de US\$50 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,047469416 por acción, que se pagó el día 21 de junio, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el día 19 de junio.
- El proyecto de **Interconexión Cardones-Polpaico de InterChile**, entró en operación comercial el día 30 de mayo de 2019, contribuyendo a la estabilización y reducción de los costos marginales en los distintos nodos del sistema interconectado nacional.
- **Infraestructura Energética Mejillones**, un proyecto de 375 MW de potencia bruta inició su operación comercial el día jueves 16 de mayo a las 00.41 horas. El contratista principal bajo modalidad llave en mano fue S.K. Engineering and Construction (Corea, “SKEC”). La recepción del proyecto estuvo sujeta al pago de compensaciones establecidas en el contrato de construcción, principalmente por el retraso en la puesta en marcha de la central.
- **Junta Ordinaria de Accionistas**: En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 30 de abril de 2019, se adoptaron los siguientes acuerdos:

- a. Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2018 la cantidad de US\$22.137.935,42, correspondiendo a un dividendo de US\$0,021017493 por acción, pagadero el día 24 de mayo de 2019, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el día de la junta de accionistas.
- b. Designar como empresa de auditoría externa a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.
- c. Mantener para los servicios de clasificación continua de los títulos accionarios de la Sociedad a las firmas “Feller Rate Clasificadora de Riesgo” y “Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda.”

PRIMER TRIMESTRE DE 2019

- Con fecha 29 de marzo de 2019 en un Hecho Esencial enviado a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ENGIE Energía Chile (EECL) comunicó la suscripción de contratos en virtud de los cuales se acordó la compra de la central fotovoltaica los Loros con una capacidad aproximada de 54 MWp por US\$34,9 millones y del parque fotovoltaico Andacollo con una capacidad aproximada de 1,3 MWp por 220,6 millones de pesos chilenos. La compra de dichos activos se materializó el día 17 de abril de 2019.
- A fines de marzo la Comisión de Evaluación Ambiental de Antofagasta (CEA) aprobó por unanimidad el **proyecto Tamaya Solar** ubicado en la comuna de Tocopilla, Región de Antofagasta. En específico, el proyecto presentado consiste en la construcción y operación de una planta de paneles fotovoltaicos con una capacidad nominal de 100 MW y potencia *peak* de 122,4 MW aproximadamente. La conexión de la planta se realizará en la actual barra de 11 KV de Subestación Eléctrica de la Central Barriles de Engie Energía Chile, mientras que la evacuación de energía se realizará al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través del corredor de 110 KV de Tocopilla.
- Clasificación de Riesgo: En enero de 2019, **Feller Rate** subió la clasificación crediticia de EECL a AA- en la escala nacional con perspectiva estable. El alza de la clasificación de solvencia asignada a ENGIE Energía Chile S.A. responde a la consolidación de una cartera más diversificada de clientes, el fortalecimiento de la calidad crediticia de sus contrapartes, junto con un comportamiento más estable y predecible del flujo de caja, lo cual mejora el perfil de negocios de la compañía.
- La Ministra de Energía anunció en enero la culminación de la **Mesa de Descarbonización**, iniciativa que se concretó luego de un acuerdo voluntario firmado en enero de 2018 entre el gobierno y las empresas socias de la Asociación de Generadoras de Chile. El objetivo de la mesa era analizar los efectos del retiro y reconversión de unidades a carbón.
- El **contrato con compañías distribuidoras de la zona central del SEN**, que comenzó en enero 2018, tuvo un aumento en su volumen de energía contratada, pasando de un máximo de 2.016 GWh en 2018 a un máximo de 5.040 GWh por año a partir del 1 de enero de 2019 hasta su vencimiento en 2032. Este contrato de 15 años, se basa en un portafolio diversificado de fuentes compuestas por instalaciones existentes y nueva capacidad, incluyendo gas natural, el proyecto Infraestructura Energética Mejillones y energía renovable no convencional. Mientras la interconexión entre el SING y el SIC no se encontrare operando a plena capacidad por el retraso en la entrada de operaciones del segmento sur del proyecto Interchile, ENGIE Energía Chile suministró este contrato con compras de energía al mercado spot y a través de contratos de respaldo con otras compañías generadoras con un año de duración. Posteriormente, en noviembre de 2018 ENGIE Energía Chile firmó un nuevo contrato con Enel Generación Chile S.A. En virtud de este contrato, a contar del mes de enero de 2019 y por un plazo de 12 años, ENGIE Energía Chile adquirirá energía eléctrica por un volumen anual de 0,5 TWh durante los años 2019 a 2021, 1 TWh durante el año 2022, y 1,5 TWh por año entre los años 2023 y 2030.
- En marzo de 2019 ENGIE Energía Chile (EECL) firmó acuerdos con algunos de sus clientes que involucran cambios en las tarifas y la extensión del plazo de sus contratos de energía. Los clientes con los que ha alcanzado acuerdo son: Antucoya (~319 GWh), Molycop (~100 GWh), Quiborax (~21 GWh), Mall Plaza (~24 GWh), Puerto Mejillones y Puerto Angamos (~10 GWh). Estos acuerdos contemplan un cambio en la indexación de las

tarifas a partir de fechas acordadas en cada contrato. El suministro provendrá de fuentes de energía renovable, por lo que, los precios de la energía comenzarán a ajustarse periódicamente por el índice CPI, dejando atrás la indexación al precio del carbón.

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 y por hasta 900 MW, 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 contribuyeron a la reducción y estabilización de costos marginales fueron (i) un mayor aporte de centrales hidráulicas; (ii) un mayor nivel de suministro de gas argentino y (iii) una mayor disponibilidad de GNL que mantuvo a algunos ciclos combinados operando en forma inflexible a costo cero.

Costos Marginales SEN

2018 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	-	-	-	-	50,9	48,9	54,2	49,4	61,0	58,3	236,5	189,2
Feb	4,1	4,0	-	-	54,7	53,2	45,2	48,5	110,6	107,2	268,7	159,2
Mar	36,2	35,5	-	-	75,3	73,5	43,4	59,4	174,6	169,9	168,6	160,2
Abr	46,1	44,4	0,8	-	63,6	61,7	51,4	57,5	162,5	157,9	104,7	147,5
May	30,1	29,5	43,5	-	81,1	78,9	56,7	66,9	156,0	159,9	112,0	136,8
Jun	36,2	34,7	-	-	80,5	77,8	54,1	54,9	187,8	180,9	117,0	114,4
Jul	43,5	39,7	42,1	-	69,1	66,0	56,1	56,5	196,2	188,1	181,9	183,0
Ago	48,7	47,5	39,6	38,0	84,1	81,5	59,8	64,3	199,4	191,7	207,2	198,2
Sep	-	-	-	-	59,7	57,9	54,4	51,7	74,7	71,9	190,2	179,2
Oct	-	-	-	-	56,0	53,0	55,8	52,2	92,8	88,3	223,6	205,3
Nov	-	-	-	-	48,3	46,1	55,2	52,1	92,7	88,2	218,7	209,8
Dic	40,6	39,5	-	-	53,7	52,0	51,4	48,8	87,3	83,5	172,7	164,1
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

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Cabe notar que, a raíz 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 1T19 los sobrecostos llegaron a US\$19,7 millones, una caída respecto al mismo periodo del año anterior donde los sobrecostos alcanzaron US\$34 millones. En el 2T19 los sobrecostos llegaron a US\$7,7 millones, una caída respecto al mismo periodo del año anterior donde los sobrecostos alcanzaron US\$16,4 millones. En el 3T19 los sobrecostos llegaron a US\$7 millones, una caída respecto al mismo periodo del año anterior donde los sobrecostos alcanzaron US\$12 millones. En el 4T19 los sobrecostos llegaron a US\$9,6 millones, una caída respecto al mismo periodo del año anterior donde los sobrecostos alcanzaron US\$11,6 millones. La prorrata de EECL en 2019 fue de US\$9 millones, de los cuales aproximadamente un 20% 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)		
	2018	2019	% Variación Año c/A	2018	2019	% Variación Año c/A	2018	2019	% Variación Año c/A	2018	2019	% Variación Año c/A
Enero	63,7	52,3	-18%	69,1	60,3	-13%	3,88	3,15	-19%	95,3	81,8	-14%
Febrero	62,2	55,0	-12%	65,3	64,1	-2%	2,67	2,72	2%	85,8	74,4	-13%
Marzo	62,6	58,3	-7%	66,0	66,3	0%	2,69	2,94	9%	79,5	69,6	-12%
Abril	66,6	63,7	-4%	71,9	71,3	-1%	2,80	2,67	-5%	81,8	58,3	-29%
Mayo	70,1	60,6	-14%	77,1	71,3	-8%	2,80	2,63	-6%	89,5	56,5	-37%
Junio	67,8	54,7	-19%	74,4	64,2	-14%	2,97	2,40	-19%	96,4	48,9	-49%
Julio	71,0	57,1	-20%	74,2	63,8	-14%	2,84	2,36	-17%	100,8	58,4	-42%
Agosto	68,3	54,8	-20%	72,7	58,7	-19%	2,95	2,22	-25%	97,6	54,2	-44%
Septiembre	70,2	56,3	-20%	78,9	62,2	-21%	3,00	2,52	-16%	100,4	60,4	-40%
Octubre	70,2	54,3	-23%	81,8	59,9	-27%	3,28	2,34	-28%	100,3	59,8	-40%
Noviembre	56,2	57,0	1%	90,9	63,4	-30%	4,18	2,67	-36%	88,5	56,1	-37%
Diciembre	49,2	59,7	21%	56,9	67,1	18%	4,04	2,22	-45%	87,5	53,6	-39%

Fuente: Bloomberg, AIE

Al comparar el año 2019 con 2018, podemos observar menores precios internacionales de los combustibles, con variaciones del orden de 10-15% en promedio. Cabe mencionar la importante caída de los precios del carbón, especialmente a partir del segundo trimestre, producto de los altos inventarios de carbón en Europa y Asia. En Europa los inventarios de carbón se ubican en los niveles más altos de los últimos 5 años. Además, los excedentes de gas han provocado el cambio de carbón a gas en Asia y Europa, lo cual ha arrastrado el precio del carbón en ambas regiones. En el último mes del año se revirtió la tendencia a la baja del WTI y del Brent producto del escenario internacional más incierto.

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)

		2018									
Tipo de Combustible	1T 2018		2T 2018		3T 2018		4T 2018		12M 2018		
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	
Carbón	3.356	68%	3.421	70%	3.415	73%	2.840	63%	13.032	69%	
GNL	842	17%	895	18%	616	13%	884	20%	3.237	17%	
Diesel / Petróleo pesado	30	1%	16	0%	12	0%	13	0%	71	0%	
Renovable	682	14%	577	12%	638	14%	783	17%	2.680	14%	
Total generación bruta N- SEN	4.910	100%	4.909	100%	4.681	100%	4.520	100%	19.020	100%	

		2019									
Tipo de Combustible	1T 2019		2T 2019		3T 2019		4T 2019		12M 2019		
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	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%	

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el cuarto trimestre de 2019, la generación bruta del sistema SEN Norte tuvo un incremento de 6% con respecto al mismo periodo del año anterior, observándose una recuperación de la demanda de Chuquicamata.

El mix de generación muestra un aumento de la generación con carbón con respecto a periodos anteriores, y una importante disminución en la generación con gas, con una mayor contribución de la energía renovable, desplazando la contribución de diésel/petróleo a niveles mínimos.

Cabe notar que la demanda máxima del cuarto trimestre fue de 2.983 MW, superior a la demanda máxima del 4T18 que fue de 2.915 MW.

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

		2018									
Empresa	1T 2018		2T 2018		3T 2018		4T 2018		12M 2018		
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	
AES Gener	2.171	44%	2.396	49%	2.092	45%	2.051	45%	8.710	46%	
EECL (con CTH al 100%)	1.538	31%	1.411	29%	1.465	31%	988	22%	5.402	28%	
Enel Generación	34	1%	22	0%	21	0%	63	1%	139	1%	
Otros	1.167	24%	1.081	22%	1.102	24%	1.419	31%	4.769	25%	
Total generación bruta N-SEN	4.910	100%	4.909	100%	4.681	100%	4.520	100%	19.020	100%	

		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%	

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Durante el cuarto trimestre de 2019, EECL disminuyó su generación, representando el 20% de la generación de la zona norte del SEN. Los menores niveles de generación de EECL en este cuarto trimestre obedecen principalmente a la menor generación con gas. En el cuarto trimestre se sigue observando una importante contribución de otros actores, incluyendo Tamakaya (Kelar), que durante ciertos períodos tuvo suministro de gas inflexible, y operadores de energía renovable que en conjunto con Tamakaya alcanzaron un 23% de la generación total de la zona norte del SEN.

En lo concerniente a mantenciones mayores programadas, U15 estuvo en mantenimiento del 2 al 20 de diciembre. U16 ha estado fuera de servicio por mantenimiento mayor desde el 15 de octubre y se espera reanude operaciones a fines de enero. Por otro lado, CTM2 estuvo en mantención desde el 29 de septiembre al 5 de noviembre. En tanto IEM y CTH estuvieron indisponibles durante parte de octubre y diciembre por reparación de pulverizadores y tubos rotos de caldera respectivamente.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Comisión para el Mercado Financiero (www.cmfchile.cl).

Resultados de las operaciones

Cuarto trimestre de 2019 comparado con el tercer trimestre de 2019 y cuarto trimestre de 2018

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	4T 2018		3T 2019		4T 2019		% 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.....	180,7	65%	152,7	50%	161,2	54%	6%	-11%
Ventas a clientes regulados.....	96,3	35%	146,1	48%	133,3	45%	-9%	38%
Ventas al mercado spot.....	1,1	0%	6,3	2%	2,6	1%	-59%	132%
Total ingresos por venta de energía y potencia	278,1	86%	305,1	86%	297,1	89%	-3%	7%
Ventas de gas.....	4,6	1%	4,4	1%	4,3	1%	-2%	-6%
Otros ingresos operacionales.....	41,9	13%	43,7	12%	33,6	10%	-23%	-20%
Total ingresos operacionales.....	324,6	100%	353,2	100%	335,0	100%	-5%	3%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.609	66%	1.610	56%	1.658	58%	3%	3%
Ventas de energía a clientes regulados.....	811	34%	1.232	43%	1.145	40%	-7%	41%
Ventas de energía al mercado spot.....	-	0%	31	1%	44	2%	n.a	-
Total ventas de energía.....	2.420	100%	2.873	100%	2.847	100%	-1%	18%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	113,0		96,8		96,2		-1%	-15%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	118,7		118,6		116,4		-2%	-2%

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

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

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

En el cuarto trimestre de 2019, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$297,1 millones, aumentando un 7% (US\$19 millones) con respecto al cuarto trimestre de 2018, debido a mayores ingresos en el segmento de clientes regulados asociados a la mayor demanda contratada con las distribuidoras de la zona centro – sur del sistema a partir de 2019. En lo que respecta al volumen de energía, la venta a clientes libres fue superior a la del mismo periodo del año anterior, mostrando una recuperación respecto al tercer trimestre de este año, producto de la recuperación de demanda de Chuquicamata, Zaldívar y El Abra principalmente. La venta de energía a clientes regulados mostró un incremento asociado a la nueva mayor demanda contratada bajo el contrato con distribuidoras en la zona centro – sur del SEN que comenzó en enero 2018. La demanda de energía bajo este contrato fue de 754 GWh en el cuarto trimestre de 2019, un incremento de 374 GWh con respecto al cuarto trimestre de 2018.

La disminución en ventas a clientes libres, en comparación con el mismo trimestre del año anterior, se produjo principalmente por el menor precio promedio monómico explicado por la disminución en el precio de los

combustibles. En tanto respecto al 3T19 se observó una mayor venta a clientes libres, asociada a un leve aumento en el volumen físico por la mayor demanda de clientes tales como Zaldívar, El Abra, Chuquicamata y Gaby.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este cuarto trimestre a los US\$133,3 millones, con un alza significativa en comparación con el 4T18, como resultado del aumento de la demanda del contrato con compañías distribuidoras de la zona central del SEN que significó ingresos de energía y potencia por US\$94,1 millones de dólares en el trimestre.

En este cuarto trimestre se registraron ventas menores de energía en el mercado spot, así como algunos ingresos por reliquidaciones de potencia de suficiencia.

Durante el cuarto trimestre de 2019, las ventas de gas alcanzaron US\$4,3 millones, un nivel similar al de los trimestres 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 mantenimiento, etc.) y venta de combustibles a terceros.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	4T 2018		3T 2019		4T 2019		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(54,8)	21%	(78,4)	31%	(72,2)	27%	-8%	32%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(95,1)	36%	(72,1)	29%	(95,5)	35%	32%	0%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(35,0)	13%	(40,0)	16%	(40,1)	15%	0%	15%
Otros costos directos de la operación	(68,1)	26%	(54,8)	22%	(50,3)	19%	-8%	-26%
Total costos directos de ventas.....	(252,9)	96%	(245,3)	98%	(258,1)	95%	5%	2%
Gastos de administración y ventas.....	(10,3)	4%	(8,2)	3%	(12,1)	4%	47%	17%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,3)	0%	(1,2)	0%	(1,5)	1%	30%	22%
Otros ingresos/costos de la operación...	0,9	0%	4,7	-2%	0,7	0%		
Total costos de la operación.....	(263,6)	100%	(250,0)	100%	(271,0)	100%	8%	3%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	759	71%	867	52%	1.169	75%	35%	54%
Gas.....	284	27%	764	45%	333	21%	-56%	17%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	4	0%	8	0%	4	0%	-49%	-4%
Hidro/Solar.....	16	1%	41	2%	48	3%	16%	205%
Total generación bruta.....	1.063	100%	1.680	100%	1.554	100%	-7%	46%
Menos Consumos propios.....	(89)	-8%	(131)	-8%	(116)	-7%	-12%	30%
Total generación neta.....	974	46%	1.549	55%	1.439	51%	-7%	48%
Compras de energía en el mercado spot.....	942	44%	1.128	40%	1.356	48%	20%	44%
Compras de energía bajo contrato	204		127		127	4%	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.120	100%	2.838	100%	2.838	100%	0%	34%

La generación bruta de electricidad aumentó un 46% con respecto al mismo trimestre del año anterior y disminuyó un 7% con respecto al tercer trimestre. Hay una mayor generación a carbón debido principalmente al inicio de operaciones de Infraestructura Energética Mejillones a partir del jueves 16 de mayo y en el 4T hay una menor generación con gas por la no disponibilidad de la U16 que se encuentra en mantenimiento mayor desde el 15 de octubre. Por otro lado, se observa una mayor generación solar producto de la incorporación de Los Loros – Andacollo en abril de 2019.

La menor generación en el cuarto trimestre en comparación con el tercero produjo una disminución en el ítem de costo de combustibles por los menores volúmenes de compra de gas. Sin embargo, al comparar esta partida con el cuarto trimestre del año anterior, este ítem registró un aumento de 32%, aumentando US\$17,4 millones, debido al mayor volumen de generación compensado con menor precio de los combustibles en este periodo.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$23,4 millones (32%) con respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por mayores volúmenes de la energía comprada en el mercado spot y los efectos de ajuste a las provisiones de pago por potencia de suficiencia en 2019. El mayor volumen de compras se explica por la menor disponibilidad de nuestras centrales eficientes como CTH, IEM, CTM2 y U16 producto de fallas y mantenimientos durante este último trimestre. También influyó la entrada en operaciones del último tramo del proyecto Interchile (ISA) a partir del 31 de mayo que permitió un mayor despacho de unidades, con mayores volúmenes de exportaciones de energía desde la zona norte hacia la zona centro-sur del SEN. Respecto al mismo trimestre del año anterior, el aumento de volumen de energía comprada está asociado principalmente a la mayor demanda del contrato con las compañías distribuidoras. En el cuarto trimestre de 2019, este contrato se suministró con contratos de respaldo con otros operadores del sistema (127 GWh) y con compras al mercado spot (627 GWh). Ambos tipos de compra están incluidos en la misma partida contable.

En tanto el precio medio de la energía comprada en mercado spot se ha visto afectado por la interconexión total de los sistemas a raíz de la entrada en operación del último tramo del proyecto Interchile (ISA). Durante los últimos meses los costos marginales en el norte y centro han disminuido debido en parte a la puesta en marcha de este proyecto, a lo que se agrega el mayor aporte de generación hidráulica y generación con importaciones de gas argentino desde la zona sur.

En el cuarto trimestre, el costo de la depreciación (excluyendo la depreciación en el ítem de gastos de administración y ventas) incorpora la depreciación de Infraestructura Energética Mejillones y ya no considera la depreciación de las unidades U12 y U13 que fueron retiradas del sistema el día 7 de junio.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), fueron algo mayores que los del trimestre anterior y los del cuarto trimestre de 2018 debido a los mayores gastos de prefactibilidad de proyectos.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, provisiones e ingresos varios, además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$1,7 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

	Información Trimestral (en millones de US\$)					2019				
	2018					2019				
	<u>1T18</u>	<u>2T18</u>	<u>3T18</u>	<u>4T18</u>	<u>12M18</u>	<u>1T19</u>	<u>2T19</u>	<u>3T19</u>	<u>4T19</u>	<u>12M19</u>
Margen Eléctrico										
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	278,3	284,9	280,3	278,1	1.121,6	315,1	324,3	305,1	297,1	1.241,5
Costo de combustible.....	(91,9)	(92,0)	(81,3)	(54,8)	(320,0)	(66,5)	(72,8)	(78,4)	(72,2)	(290,0)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot....	(57,8)	(70,3)	(78,3)	(95,1)	(301,5)	(122,9)	(102,8)	(72,1)	(95,5)	(393,3)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	128,5	122,6	120,7	128,2	500,1	125,7	148,6	154,6	129,4	558,2
Margen eléctrico	46%	43%	43%	46%	45%	40%	46%	51%	44%	45%

En el cuarto trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una disminución de US\$25,2 millones con respecto al tercer trimestre de 2019, disminuyendo en términos porcentuales a 44%. Por una parte, hubo una caída de ingresos en el segmento de clientes regulados asociada a la menor demanda

en el último trimestre producto del estallido social en octubre, lo que se tradujo en una disminución de US\$8 millones en ingresos por ventas de energía y potencia. Por otra parte, si bien se registró un menor costo de combustibles (-US\$6,2 millones) por la menor generación propia, hubo un mayor costo de compras de energía en el mercado spot de US\$30,7 millones debido a mayores volúmenes a precios menores que trimestres anteriores pero cuyo efecto se vio afectado por las reliquidaciones de potencia del sistema. La entrada en operación comercial de IEM, que presenta uno de los menores costos variables de generación en el sistema norte, y los menores costos marginales de nuestras compras de energía se encuentran entre las principales razones que explican el menor costo medio de energía suministrada en el tercer trimestre, en que se llegó a niveles máximos de 51% de margen eléctrico. En definitiva, en el cuarto trimestre se observa una disminución de los ingresos acompañada de una disminución en el costo promedio de la energía suministrada que fue contrarrestada por el ajuste a las provisiones por potencia de suficiencia. En definitiva, esto se tradujo en un deterioro del margen eléctrico en el cuarto trimestre en comparación con el tercer trimestre de 2019.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	4T 2018		3T 2019		4T 2019		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	324,6	100%	353,2	100%	335,0	100%	-5%	3%
Total costo de ventas	(252,9)	-78%	(245,3)	-69%	(258,1)	-77%	5%	2%
Ganancia bruta	71,7	22%	107,9	31%	76,9	23%	-29%	7%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(10,7)	-3%	(4,7)	-1%	(12,9)	-4%	175%	21%
Ganancia Operacional	61,0	19%	103,2	29%	64,0	19%	-38%	5%
Depreciación y amortización.....	36,2	11%	41,2	12%	41,6	12%	1%	15%
EBITDA	97,3	30,0%	144,4	40,9%	105,6	31,5%	-27%	9%

El EBITDA del cuarto trimestre de 2019 llegó a US\$105,6 millones, un aumento de US\$8,3 millones respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a un incremento en los ingresos asociado a la mayor demanda de clientes regulados de la zona centro-sur y a una disminución en los costos promedio de la energía suministrada.

La comparación con el trimestre inmediatamente anterior muestra, por el contrario, una disminución de EBITDA de US\$38,7 millones, producto del menor margen eléctrico en el último trimestre del año. Esto se debió principalmente a ajustes en las provisiones de pagos de potencia de suficiencia en gran parte explicados por indisponibilidades de nuestras plantas más eficientes por períodos más prolongados que lo esperado.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>4T 2018</u>		<u>3T 2019</u>		<u>4T 2019</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A</u>
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	1,2	0%	0,6	0%	1,8	1%	224%	53%
Gastos financieros.....	(3,4)	-1%	(13,7)	-5%	(12,5)	-4%	-9%	270%
Diferencia de cambio.....	(1,7)	-1%	(3,1)	-1%	(1,0)	0%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(13,2)	-5%	4,2	1%	(95,1)	-31%		
Total resultado no operacional	(17,1)	-6%	(12,0)	-4%	(106,7)	-35%		
Ganancia antes de impuesto.....	43,9	16%	91,1	30%	(42,7)	-14%	-147%	-197%
Impuesto a las ganancias.....	(11,8)	-4%	(23,1)	-8%	11,2	4%	-148%	-195%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	32,2	12%	63,6	21%	(31,5)	-10%	-150%	-198%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	30,1	11%	62,4	21%	(32,2)	-11%	-152%	-207%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	2,1	1%	1,2	0%	0,6	0%	-48%	-70%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	30,1	11%	62,4	21%	(32,2)	-11%	-152%	-207%
Ganancia por acción.....	0,029	0%	0,059	0%	(0,031)	0%		

El incremento del gasto financiero se debió a que se dejaron de activar los intereses en el proyecto IEM dado su inicio de operación comercial en mayo de 2019.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$1 millones en el 4T19 producto de una mayor volatilidad cambiaria con tendencia a la depreciación del peso chileno desde principios de año. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar y provisiones).

Los otros ingresos no operacionales netos del cuarto trimestre arrojaron un resultado negativo de US\$95,1 millones producto del ajuste contable por deterioro económico de activos (asset impairment) relacionado al anuncio de cierre de las unidades CTM1 y CTM2 de Mejillones que alcanzó los US\$95,5 millones.

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2019 es de 27% al igual que para 2018.

En el cuarto trimestre de 2019, el resultado neto después de impuestos registró una pérdida de US\$32,2 millones, una caída importante con respecto al trimestre anterior. Este resultado se produce por gastos no recurrentes producto del deterioro del valor de las centrales a carbón que serán cerradas (*asset impairment*).

Año 2019 comparado año 2018

Ingresos operacionales

Información a Diciembre 2019 (en millones de US\$)

	12M18		12M19		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	712,7	64%	650,5	52%	-62,2	-9%
Ventas a clientes regulados.....	398,7	36%	576,9	46%	178,2	45%
Ventas al mercado spot.....	10,2	1%	14,1	1%	3,9	38%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	1.121,6	88%	1.241,5	85%	120,0	11%
Ventas de gas.....	44,4	3%	16,9	1%	-27,5	-62%
Otros ingresos operacionales.....	109,3	9%	196,0	13%	86,7	79%
Total ingresos operacionales.....	1.275,3	100%	1.454,5	100%	179,2	14%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	6.230	64%	6.241	56%	11	0%
Ventas de energía a clientes regulados.....	3.473	36%	4.780	43%	1.307	38%
Ventas de energía al mercado spot.....	25	0%	81	1%	56	225%
Total ventas de energía.....	9.729	100%	11.103	100%	1.374	14%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	115,6		105,1		-10,4	-9%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	114,8		120,7		5,9	5%

(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 2019, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1241,5 millones, aumentando un 11% (US\$120 millones) con respecto a 2018, debido a mayores ingresos en el segmento de clientes regulados asociados al inicio del contrato con las distribuidoras de la zona centro – sur del sistema que significó ingresos de energía y potencia por US\$402 millones de dólares en 2019.

En lo que respecta al volumen de energía, durante la primera parte del año se registraron menores ventas a clientes libres debido al invierno altiplánico y a la paralización de algunas fundiciones para realizar trabajos que permitieran cumplir con la normativa ambiental de captura de gases emitidos en sus procesos industriales. Se observó una disminución de demanda de clientes como Chuquicamata y El Abra que comenzó a recuperarse en el segundo trimestre, pero dicha recuperación se vio mermada por la huelga de Chuquicamata (Codelco) en el mes de junio. En tanto, en la segunda mitad del año hubo una recuperación en la demanda de Chuquicamata, El Abra y Zaldívar. La venta de energía a clientes regulados mostró un incremento asociado a la mayor demanda contratada bajo el contrato con distribuidoras que comenzó en enero 2018. La demanda de energía bajo este contrato fue de 3.141 GWh en 2019, un aumento de 90% con respecto a los 1.646 GWh del año 2018.

En términos físicos, las ventas al mercado spot no muestran una variación significativa. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el CDEC.

El ítem ventas de gas tuvo una menor contribución a la del periodo anterior en que se registraron exportaciones de gas a Argentina. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de

transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). Esta partida incluye un ingreso de US\$74,9 millones antes de impuesto en el segundo trimestre correspondiente a pagos contemplados en el contrato de construcción con el contratista principal de IEM para compensar a ENGIE Energía Chile por los menores pagos por potencia y los mayores costos asociados al retraso en la puesta en marcha de la central.

Costos operacionales

Información a diciembre 2019 (en millones de US\$)

	12M 2018		12M 2019		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(320,0)	31%	(290,0)	27%	-30,0	-9%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(301,5)	29%	(393,3)	37%	91,8	30%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(133,5)	13%	(151,7)	14%	18,1	14%
Otros costos directos de la operación	(250,8)	24%	(207,2)	19%	-43,6	-17%
Total costos directos de ventas.....	(1.005,8)	97%	(1.042,1)	97%	36,3	4%
Gastos de administración y ventas.....	(37,3)	4%	(38,2)	4%	0,9	2%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(4,2)	0%	(5,6)	1%	1,4	33%
Otros ingresos/costos de la operación...	10,0	-1%	9,1	-1%		
Total costos de la operación.....	(1.037,3)	100%	(1.076,8)	100%	39,5	4%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	4.063	74%	3.541	62%	-522	-13%
Gas.....	1.334	24%	2.022	35%	687	52%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	11	0%	14	0%	3	32%
Hidro/Solar.....	66	1%	135	2%	70	106%
Total generación bruta.....	5.474	100%	5.713	100%	239	4%
Menos Consumos propios.....	(441)	-8%	(431)	-8%	10	-2%
Total generación neta.....	5.033	51%	5.282	47%	249	5%
Compras de energía en el mercado spot.....	4.009	40%	5.520	49%	1.511	38%
Compras de energía contrato puente.....	880	9%	500	4%	-380	-
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	9,922	100%	11,302	100%	1.379	14%

La generación bruta de electricidad aumentó un 4% con respecto al año anterior, especialmente por la mayor contribución de la generación a gas y renovables. En cuanto al mix de generación, hubo una mayor contribución de la generación a gas, por su mayor flexibilidad para enfrentar la intermitencia de la generación renovable, así como también de la generación solar debido a la compra de Los Loros y Andacollo. La generación con carbón, en tanto, disminuyó su participación.

En el año 2019, el ítem de costo de combustibles registró una caída de 9%, disminuyendo US\$30 millones, debido a los menores precios de combustibles.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' aumentó en US\$91,8 millones (30%) con respecto al año anterior, fundamentalmente por los mayores volúmenes de energía comprada, compensados en parte por menores precios medios producto de la interconexión total de los sistemas y de la operación de centrales a gas en modo inflexible. El mayor volumen de compras se explica por razones de despacho, así como también por la

necesidad de satisfacer el incremento de demanda del contrato con las distribuidoras de la zona centro sur del SEN. Cabe destacar que el 31 de mayo entró en operaciones el último tramo de la línea Cardones-Polpaico de Interchile, así como también se inició la operación comercial de Infraestructura Energética Mejillones el 16 de mayo de 2019. Durante 2019, el contrato con compañías distribuidoras de la zona centro-sur del SEN se suministró con contratos de respaldo con otros operadores del sistema (500 GWh) y con compras al mercado spot (2.641 GWh). Ambos tipos de compra están incluidos en la misma partida contable.

El mayor costo de depreciación en este semestre se debió al efecto neto de la incorporación de IEM y la baja de las unidades U12/U13 que se desconectaron del sistema el 7 de junio de 2019.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantenimiento, primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Este ítem fue más alto por el mayor costo de servicios de terceros (mantenciones).

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) se mantuvieron similares a periodos anteriores a pesar de la variación del peso chileno.

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\$7,3 millones en 2019.

Resultado operacional

Información a diciembre 2019 (en millones de US\$)

EBITDA	12M 2018		12M 2019		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.275,3	100%	1.454,5	100%	179,2	14%
Total costo de ventas	(1.005,8)	79%	(1.042,1)	72%	36,3	4%
Ganancia bruta.....	269,5	21%	412,3	28%	142,8	53%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(31,5)	2%	(34,7)	2%	3,2	10%
Ganancia Operacional.....	238,0	19%	377,7	26%	139,6	59%
Depreciación y amortización.....	137,7	11%	157,2	11%	19,5	14%
EBITDA.....	375,7	29,5%	534,9	36,8%	159,2	42%

El EBITDA de 2019 alcanzó los US\$534,9 millones, con un aumento de 42% en comparación con igual periodo del año anterior, producto de un mayor margen eléctrico reportado por la compañía en este periodo y por las compensaciones pagadas por el contratista del proyecto IEM.

Resultados financieros

Información a diciembre 2019 (en millones de US\$)

	12M 2018		12M 2019		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	5,8	1%	5,2	1%	-0,7	-12%
Gastos financieros.....	(12,8)	-2%	(37,8)	-6%	-25,1	196%
Diferencia de cambio.....	(2,3)	0%	(3,0)	-1%	-0,7	32%
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	0,0	0%	-	0%	0,0	
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	(79,2)	-15%	(180,6)	-30%	-101,4	
Total resultado no operacional	(88,4)	-17%	(216,3)	-36%		
Ganancia antes de impuesto.....	149,6	28%	161,4	27%	11,8	8%
Impuesto a las ganancias.....	(38,3)	-7%	(42,6)	-7%	-4,3	
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	111,2	21%	118,7	20%	7,5	7%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	102,6	19%	110,8	18%	8,2	8%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	8,6	2%	7,9	1%	-0,7	-9%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	102,6	19%	110,8	18%	8,2	8%
Ganancia por acción.....	0,097	0%	0,105	0%		

Los ingresos financieros registraron una leve disminución debido al menor nivel de saldos promedio de efectivo.

El incremento en gastos financieros se debió a que se dejaron de activar intereses en el proyecto IEM dado su inicio de operación comercial en mayo de 2019.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$3 millones en 2019, lo que se compara con una pérdida de cambio de US\$2,3 millones en 2018, producto de la mayor volatilidad del tipo de cambio con tendencia a la depreciación del peso chileno.

En 2019 los otros ingresos no operacionales netos registraron una pérdida de US\$180,6 millones, principalmente debido al reconocimiento del deterioro económico de activos (*asset impairment*) de las unidades U14 y U15 de Tocopilla cuyo futuro cierre fue anunciado en junio pasado y de las unidades CTM1 y CTM2 de Mejillones cuyo futuro cierre fue anunciado en el marco de la COP 25 en diciembre pasado. El monto del deterioro económico fue de US\$87,4 millones con un impacto neto de impuesto de US\$63,8 millones sobre la utilidad del ejercicio para U14 y U15 y de US\$95,5 millones con un impacto neto de impuesto de US\$70 millones sobre la utilidad del ejercicio para CTM1 y CTM2. Esta pérdida fue contrarrestada en parte por US\$2,1 millones en compensaciones de seguros por siniestros ocurridos en nuestros ciclos combinados. En 2018, esta partida registró una pérdida de US\$79,2 millones, principalmente debido al reconocimiento del deterioro en el valor económico de las unidades U12 y U13 de Tocopilla, cuyo cierre se anunció a mediados de 2018 y que finalmente se materializó en junio de 2019. El deterioro fue de US\$71 millones, con un impacto neto de impuestos de US\$51,8 millones sobre la utilidad del ejercicio. En 2018, el impacto por deterioro en el valor de activos fue parcialmente contrarrestado por US\$4,9 millones en recuperaciones de seguros relacionados a siniestros en los ciclos combinados U16 y CTM3 y en la planta solar El Águila.

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2019 es de 27% al igual que en 2018.

En 2019, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$110,8 millones, representando un 8% de aumento con respecto al resultado neto del año anterior. Como se explicó anteriormente, el deterioro del valor económico de las unidades U14 ,U15, CTM1 y CTM2 por un valor superior al del deterioro en el valor económico de las unidades U12 y U13 afectó negativamente el resultado en este periodo; sin embargo, la compensación pagada por contratista de IEM, con un impacto de US\$54,7 millones después de impuestos, y el mejor resultado por las mayores ventas a compañías distribuidoras, afectó de manera positiva el resultado operacional del año 2019.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de diciembre de 2019, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$239,1 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$830 millones¹, de los cuales US\$80 millones tenían vencimientos menores a un año

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

Estado de flujo de efectivo	<u>2018</u>	<u>2019</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	272,0	477,8
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(207,1)	(170,0)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(81,1)	(131,6)
Cambio en el efectivo	<u>(16,2)</u>	<u>176,3</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En 2019, la compañía generó US\$581,1 millones de flujos de caja provenientes de la operación, incluyendo US\$80 millones en compensaciones pagadas por el contratista de IEM principalmente por el retraso en la puesta en marcha del proyecto. Luego del pago de impuestos a la renta (US\$59,7 millones), de impuestos verdes (US\$24,9 millones) y de intereses (US\$21,5 millones), se obtienen los US\$477,8 millones consignados como flujos provenientes de la operación en el Estado de Flujo de Efectivo. Esto representó un aumento significativo comparado con los US\$272 millones reportados en 2018 principalmente debido a los mayores volúmenes de venta a compañías distribuidoras y al pago de compensaciones por parte del contratista de IEM que compensaron la menor activación de intereses y el aumento en el pago de impuestos a la renta. Cabe notar que en 2019 los pagos de intereses y comisiones sobre los pasivos de la compañía ascendieron a US\$40,7 millones, de los cuales US\$19,2 millones fueron activados e incluidos en la partida de inversiones en activos fijos. En tanto en 2018 los pagos intereses alcanzaron los US\$40,5 millones de los cuales US\$37,6 millones fueron activados e incluidos en la partida de inversiones en activos fijos.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En 2019, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$170,0 millones, principalmente por la inversión en Infraestructura Energética Mejillones (US\$76,9 millones), mantenciones mayores de centrales y activos de transmisión (US\$35,1 millones), la inversión en el parque eólico

⁽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.

Calama y parques fotovoltaicos (US\$22,6 millones) y la compra de las centrales solares fotovoltaicas, Los Loros y Andacollo (US\$35,3 millones). Estas cifras incluyen los intereses activados por US\$19,2 millones mencionados en el párrafo anterior. Por otra parte, se registró un ingreso de efectivo de US\$21,6 millones relacionado con un repago parcial de deuda por parte de TEN. Este pago fue en gran parte posible gracias a la emisión de una garantía corporativa por parte de ENGIE Energía Chile a favor de los bancos acreedores de TEN a cambio de la liberación de fondos en efectivo entregados por TEN para dotar la cuenta de reserva del servicio de la deuda. Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión registraron una disminución en comparación a los US\$207,1 millones reportados en 2018, principalmente debido al término de la construcción del proyecto IEM en mayo de 2019.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en 2018 y 2019 ascendieron a US\$224,2 millones y US\$154,7 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

CAPEX	<u>2018</u>	<u>2019</u>
CTA	0,2	-
CTA (Nuevo Puerto).....	34,5	1,0
CTH	1,2	-
IEM.....	148,1	76,9
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	9,5	22,5
Mejoras Medioambientales	0,1	0,3
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	18,6	12,6
Parque fotovoltaicos.....	0,1	6,3
Parques eólicos.....	-	22,6
Otros.....	7,4	12,6
Total inversión en activos fijos	<u>224,2</u>	<u>154,7</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.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Entre los principales flujos relacionados con actividades financieras de 2019 están los pagos de dividendos por un total de US\$118,7 millones que incluyen lo siguiente: (i) dividendos definitivos y adicionales por un total de US\$22 millones sobre la utilidad neta de 2018 pagados en mayo a los accionistas de EECL; (ii) el primer dividendo provisorio contra la utilidad del ejercicio 2019 por un total de US\$50 millones pagado en junio; (iii) el segundo dividendo provisorio contra la utilidad del ejercicio 2019 por un total de US\$40 millones pagado en diciembre; (iv) un dividendo de US\$4 millones pagado en marzo al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH) y (v) otro dividendo de US\$4 millones pagado en julio al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH).

En segundo lugar, hubo actividad relacionada a los créditos de corto plazo de la compañía los que resultaron en una reducción de US\$10 millones en la deuda de corto plazo. A fines de marzo la compañía renovó un crédito de corto plazo por US\$40 millones con Scotiabank, extendiendo su vencimiento hasta el día 26 de junio de 2019, y posteriormente hasta el 19 de junio de 2020. En octubre la compañía refinanció este préstamo con un

préstamo del mismo banco con vencimiento en octubre de 2020. Asimismo, la compañía renovó un crédito de US\$40 millones con Banco Estado, extendiendo su vencimiento hasta el 25 de junio de 2020 y pagó un crédito de US\$10 millones con el mismo banco que vencía en abril. Para el financiamiento parcial de la compra de la central fotovoltaica Los Loros, la compañía tomó un crédito de US\$15 millones a 30 días con Banco Estado, el que fue pagado a su vencimiento el día 3 de mayo.

En resumen, en 2019 los flujos de actividades de financiación resultaron en un egreso de caja neto de US\$131,6 millones, superior al egreso de caja neto de US\$81,1 millones en 2018, debido principalmente a los mayores pagos de dividendos

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre de 2019

Obligaciones Contractuales al 31/12/19					
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)					
	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	80,0	80,0	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	400,0	-	350,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	57,6	1,3	2,9	3,5	49,9
Leasing financiero - NIIF 16	24,4	1,7	3,6	1,8	17,3
Costo financiero diferido.....	(12,3)	(2,1)	(3,9)	(4,0)	(2,3)
Intereses devengados.....	17,6	17,6	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	4,5	4,5	-	-	-
Total	921,7	102,9	402,6	1,3	414,8

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.

Durante 2017 y 2018, EECL tomó créditos a un año plazo para financiar el remanente de su plan de inversiones. La deuda de corto plazo alcanzó un máximo de US\$150 millones en abril de 2018, cayendo a los actuales US\$80 millones a partir de junio de 2019. Al 31 de diciembre de 2019 la compañía tenía dos créditos vigentes: uno por US\$40 millones con Scotiabank con vencimiento en octubre de 2020, y otro por US\$40 millones con Banco Estado con vencimiento en junio de 2020. Estos créditos están denominados en dólares, devengan una tasa de interés fija y se encuentran documentados con pagarés simples, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales o 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\$400 millones pagadero en una sola cuota de capital a su vencimiento el 15 de enero de 2021, con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual, y el segundo por US\$350 millones con un pago único de capital el 29 de enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual. Cabe notar que el 28 de enero de 2020, la compañía completó una nueva emisión de un bono bajo el formato 144-A/Reg S con el propósito de refinanciar completamente el bono de US\$400 millones con vencimiento el 15 de enero de 2021. El nuevo bono es por un monto de US\$500 millones, devenga 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 en 4,7 años a un nuevo promedio de 7,4 años y a reducir la tasa nominal promedio de su deuda en 111 puntos básicos a un nuevo promedio de 3,72% anual.

En el primer trimestre de 2019 EECL solicitó la cancelación de una línea de crédito comprometida de US\$100 millones que tenía con un grupo de bancos internacionales debido a sus buenos niveles de liquidez, el acceso a fuentes de financiamiento y la finalización de su plan de inversiones en activos fijos, principalmente en el proyecto IEM.

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\$57,6 millones.

Por último, al 31 de diciembre, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos y otros por un total de US\$24,4 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 30 de abril de 2019, 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.

Asimismo, en la Junta Ordinaria de Accionistas anteriormente mencionada, se acordó repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2018 la cantidad de US\$22.137.925,42 correspondiendo un dividendo de US\$0,021017493 por acción, pagadero el día 24 de mayo de 2019, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el día de la junta de accionistas.

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.

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

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, en enero de 2012 comenzó a operar el contrato con EMEL cuya tarifa 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 del contrato de EMEL (promedio de 4 meses anteriores a la fecha de fijación de tarifa, la cual queda fija por seis meses) y el índice Henry Hub prevaleciente al momento de comprar cada embarque de GNL. En el caso específico de este contrato, este riesgo queda naturalmente acotado por el reajuste contractual de tarifa que se gatilla en caso de una variación superior al 10%. Periódicamente, definimos y ejecutamos una estrategia de coberturas financieras de nuestra exposición residual a los commodities internacionales, de tal manera de acotar aún más nuestra exposición al Brent y al Henry Hub mediante contratos swaps financieros.

Riesgo de tipos de cambio de monedas

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es acotada. 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. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y actualmente 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. 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”. En años anteriores, la compañía, y su filial CTA, firmaron contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC con S.K. Engineering and Construction, y Belfi, respectivamente, los que consideraban 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 31 de diciembre de 2019, un 100% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija, incluyendo los créditos de corto plazo, cuyas tasas de interés quedaron fijas hasta su vencimiento.

Al 31 de diciembre de 2019
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\$)	5,625% p.a.	-	400,0	-	-	-	400,0
(US\$)	4,500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
(US\$)	2,269% p.a.	80,0	-	-	-	-	80,0
Total		80,0	400,0	-	-	350,0	830,0

Riesgo de crédito

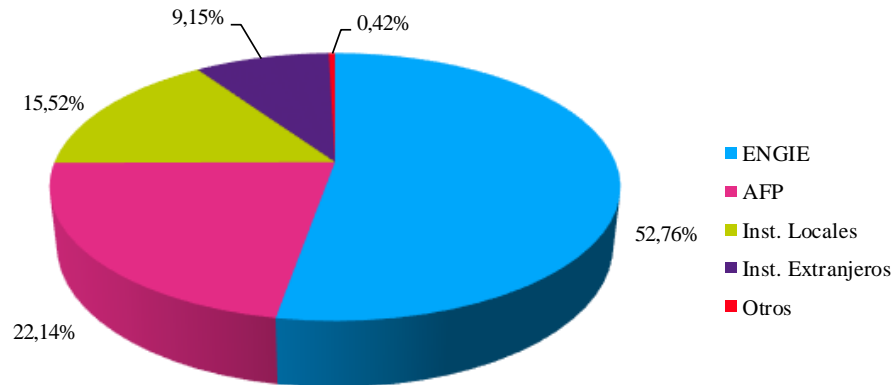
Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de 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 representa un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos.

Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

N° de accionistas: 1.798



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)

	<u>2018</u>					<u>2019</u>				
	<u>1T18</u>	<u>2T18</u>	<u>3T18</u>	<u>4T18</u>	<u>12M18</u>	<u>1T19</u>	<u>2T19</u>	<u>3T19</u>	<u>4T19</u>	<u>12M19</u>
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.485	1.552	1.584	1.609	6.230	1.423	1.550	1.610	1.658	6.241
Ventas de energía a clientes regulados	915	871	876	811	3.473	1.220	1.183	1.232	1.145	4.780
Ventas de energía al mercado spot	8	7	11	-	25	6	-	31	44	81
Total ventas de energía.....	2.408	2.430	2.471	2.420	9.729	2.649	2.734	2.873	2.847	11.103
Generación bruta por combustible										
Carbón.....	1.167	1.001	1.135	759	4.063	594	911	867	1.169	3.541
Gas.....	347	391	313	284	1.334	356	569	764	333	2.022
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	2	3	2	4	11	2	1	8	4	14
Hidro/ Solar.....	20	14	15	16	66	14	32	41	48	135
Total generación bruta.....	1.536	1.410	1.465	1.063	5.474	965	1.513	1.680	1.554	5.713
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(123)	(110)	(120)	(89)	(441)	(78)	(106)	(131)	(116)	(431)
Total generación neta.....	1.414	1.301	1.345	974	5.033	888	1.407	1.549	1.439	5.282
Compras de energía en el mercado spot	929	942	917	1.221	4.009	1.729	1.307	1.128	1.356	5.520
Compras de energía bajo contrato (GWh)	215	204	208	253	880	122	124	127	127	500
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.558	2.447	2.469	2.449	9.922	2.739	2.838	2.804	2.921	11.302

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

	1T18	2T18	3T18	4T18	2018	1T19	2T19	3T19	4T19	2019
Ingresos de la operación										
Ventas a clientes regulados.....	102,5	99,3	100,5	96,3	398,7	150,6	146,9	146,1	133,3	576,9
Ventas a clientes no regulados.....	173,6	184,3	174,1	180,7	712,7	163,0	173,7	152,7	161,2	650,5
Ventas al mercado spot y ajustes.....	2,1	1,3	5,6	1,1	10,2	1,6	3,6	6,3	2,6	14,1
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	278,3	284,9	280,3	278,1	1.121,6	315,1	324,3	305,1	297,1	1.241,5
Ventas de gas.....	3,4	1,6	34,8	4,6	44,4	4,1	4,2	4,4	4,3	16,9
Otros ingresos operacionales.....	17,5	17,8	32,2	41,9	109,3	24,6	94,1	43,7	33,6	196,0
Total ingresos operacionales.....	299,1	304,3	347,3	324,6	1.275,3	343,8	422,5	353,2	335,0	1.454,5
Costos de la operación										
Combustibles.....	(91,9)	(92,0)	(81,3)	(54,8)	(320,0)	(66,5)	(72,8)	(78,4)	(72,2)	(290,0)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(57,8)	(70,3)	(78,3)	(95,1)	(301,5)	(122,9)	(102,8)	(72,1)	(95,5)	(393,3)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(32,8)	(32,1)	(33,7)	(35,0)	(133,5)	(33,2)	(38,4)	(40,0)	(40,1)	(151,7)
Otros costos directos de la operación	(51,1)	(41,2)	(90,4)	(68,1)	(250,8)	(52,9)	(49,2)	(54,8)	(50,3)	(207,2)
Total costos directos de ventas.....	(233,6)	(235,6)	(283,7)	(252,9)	(1.005,8)	(275,5)	(263,2)	(245,3)	(258,1)	(1.042,1)
Gastos de administración y ventas.....	(9,2)	(8,4)	(9,4)	(10,3)	(37,3)	(9,0)	(8,9)	(8,2)	(12,1)	(38,2)
Depreciación y amortización en el gto. De adm. y ventas...	(1,0)	(0,9)	(1,0)	(1,3)	(4,2)	(0,9)	(1,9)	(1,2)	(1,5)	(5,6)
Otros ingresos de la operación.....	2,6	2,6	3,9	0,9	10,0	3,9	(0,2)	4,7	0,7	9,1
Total costos de la operación.....	(241,2)	(242,3)	(290,2)	(263,6)	(1.037,3)	(281,5)	(274,3)	(250,0)	(271,0)	(1.076,8)
Ganancia operacional.....	57,9	62,0	57,1	61,0	238,0	62,2	148,2	103,2	64,0	377,7
EBITDA.....	91,7	95,0	91,8	97,3	375,7	96,3	188,5	144,4	105,6	534,9
Ingresos financieros.....	1,2	1,8	1,6	1,2	5,8	1,2	1,5	0,6	1,8	5,2
Gastos financieros.....	(2,8)	(2,3)	(4,3)	(3,4)	(12,8)	(3,2)	(8,5)	(13,7)	(12,5)	(37,8)
Diferencia de cambio.....	(0,1)	(1,5)	1,0	(1,7)	(2,3)	1,1	(0,1)	(3,1)	(1,0)	(3,0)
Ut. (pp) de asociadas utilizando método de la participación	-	-	-	0,0	0,0	-	-	-	-	-
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,1	(66,2)	0,0	(13,2)	(79,2)	0,9	(90,6)	4,2	(95,1)	(180,6)
Total resultado no operacional	(1,6)	(68,2)	(1,6)	(17,1)	(88,4)	0,1	(97,7)	(12,0)	(106,7)	(216,3)
Ganancia antes de impuesto.....	56,4	(6,2)	55,5	43,9	149,6	62,4	50,5	91,1	(42,7)	161,4
Impuesto a las ganancias.....	(14,7)	3,4	(15,3)	(11,8)	(38,3)	(16,8)	(13,9)	(23,1)	11,2	(42,6)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	41,7	(2,9)	40,3	32,2	111,2	45,6	41,1	63,6	(31,5)	118,7
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	39,2	(4,0)	37,3	30,1	102,6	42,9	37,7	62,4	(32,2)	110,8
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	2,4	1,1	3,0	2,1	8,6	2,7	3,4	1,2	0,6	7,9
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	39,2	(4,0)	37,3	30,1	102,6	42,9	37,7	62,4	(32,2)	110,8
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,037	(0,004)	0,035	0,029	0,097	0,041	0,036	0,059	(0,031)	0,105

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

	2018	2019
	<u>Diciembre</u>	<u>Diciembre</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	61,5	239,1
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	187,9	108,6
Impuestos por recuperar	10,2	12,7
Inventarios corrientes	158,9	116,2
Otros activos no financieros corrientes	9,1	8,2
Total activos corrientes	427,6	484,8
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.635,7	2.561,4
Otros activos no corrientes	399,4	461,6
TOTAL ACTIVO	3.462,7	3.507,8
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	111,0	103,7
Otros pasivos corrientes	194,7	253,7
Total pasivos corrientes	305,8	357,5
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	792,2	760,4
Otros pasivos de largo plazo	226,7	266,3
Total pasivos no corrientes	1.018,9	1.026,7
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.069,8	2.059,3
Participaciones no controladoras	68,2	64,4
Patrimonio	2.128,0	2.123,6
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.462,7	3.507,8

(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 2018 y el 31 de diciembre de 2019 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Se aprecia un aumento de US\$177,6 millones en el saldo de efectivo, debido principalmente a (i) la buena generación de caja proveniente de la operación y (ii) el pago de crédito recibido en enero desde la filial TEN (US\$21,6 millones) y (iii) el pago de compensaciones por parte del constructor de IEM (US\$80,0 millones), lo que fue parcialmente contrarrestado por los principales desembolsos del periodo que incluyeron, entre otros, (i) pagos de primas de seguros (US\$14,1 millones), (ii) impuestos a la renta e impuestos verdes (US\$84,7 millones), (iii) pagos de capital e intereses de deuda (US\$50,7 millones), (iv) dividendos (US\$118,7 millones), (v) inversiones en activos fijos (US\$135,5 millones neto de intereses activados), y (vi) compra de centrales fotovoltaicas (US\$32,5 millones netos del efectivo que había en dichas empresas al momento de la compra).

Deudores comerciales y cuentas por cobrar: La disminución de US\$79,3 millones se compone de cambios en dos cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar de corto plazo se reclasificaron al largo plazo producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios y por otra parte se registró una disminución de US\$14,1 millones en las cuentas por cobrar a compañías relacionadas debido principalmente al pago recibido en enero desde TEN (US\$21,6 millones).

Inventarios corrientes: La disminución de US\$42,7 millones en los inventarios es producto principalmente de una disminución de inventarios de combustibles (carbón, US\$10,8 millones y caliza y cal hidratada, US\$3,3 millones) además de una disminución del inventario de repuestos por el reconocimiento de deterioro de las unidades 14 y 15 (US\$8,5 millones) y CTM 1 y CTM 2 (US\$21,5 millones).

Otros activos no financieros corrientes: Se aprecia una disminución de US\$0,9 millones debido principalmente al saldo de pago anticipado de primas de seguros (US\$4,2 millones) compensado por un menor saldo en anticipos a proveedores (US\$1,1 millones), la amortización final del acuerdo con TGN (US\$1,7 millones) y un menor crédito fiscal (IVA) (US\$1,7 millones).

Propiedades, planta y equipos-neto: Dos conceptos contrapuestos explican la disminución de US\$74,3 millones en este rubro. Por un lado, esta partida registró los siguientes aumentos: (i) el reconocimiento de activos por derecho de uso asociados a la implementación de la norma IFRS16 US\$26,9 millones; (ii) la incorporación de Solar Los Loros SPA y SD Andacollo (US\$14,0 millones); y (iii) las inversiones en la construcción de los proyectos IEM, Calama y Capricornio más otras inversiones en activos fijos por US\$164,2 millones. Por otro lado, se registraron las siguientes disminuciones de esta partida: (i) la depreciación del período (US\$140,0 millones); y (ii) la baja por ajuste de deterioro de las unidades 14 y 15 (US\$78,9 millones) y las unidades CTM 1 y CTM 2 (US\$74,0 millones). Las inversiones en el proyecto IEM incluyen intereses activados y los ingresos y costos netos registrados durante el período de pruebas de la central, además de una rebaja de US\$5,1 millones correspondiente a pagos de compensaciones por parte del contratista IEM.

Otros activos no corrientes: El aumento en este rubro se explica principalmente por el aumento en cuentas por cobrar a entidades relacionadas de US\$1,5 millones y cuentas comerciales por cobrar (US\$73,5 millones) asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas. Estos aumentos en partidas de otros activos fueron parcialmente compensados por la amortización de intangibles (US\$17,2 millones), una disminución neta de US\$4,9 millones en otros activos no financieros no corrientes, y el menor valor de inversión en TEN. Esto último se produce por el impacto en patrimonio de la valorización a mercado (MtoM) de los derivados de cobertura de TEN (US\$11,8 millones), neto de los resultados del periodo (US\$8,5 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución neta de US\$6,1 millones explicada principalmente por una disminución de la deuda bancaria de corto plazo de US\$10,8 millones incluyendo pagos de capital e intereses. Esto fue parcialmente contrarrestado por el aumento de US\$3,0 millones en la valorización a mercado de los derivados tomados por la compañía para protegerse del riesgo cambiario y el aumento de US\$1,7 millones por el reconocimiento de pasivos de Leasing asociados a la aplicación de la norma IFRS 16.

Otros pasivos corrientes: El aumento de esta partida se explica por (i) una mayor provisión de impuesto a la renta de US\$13,1 millones; (ii) un mayor IVA débito fiscal por US\$12,5 millones y (iii) un aumento de US\$26,9 millones en cuentas comerciales por pagar. Estos incrementos se vieron ligeramente compensados por una disminución de US\$0,9 millones en obligaciones con el personal.

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$25,8 millones en esta partida se explica por el reconocimiento de pasivos de Leasing asociados a la aplicación de la norma IFRS16.

Otros pasivos de largo plazo: Esta partida se explica principalmente por impuestos diferidos netos, en particular por el efecto de impuestos diferidos relacionados con los ajustes por deterioro de activos y con la incorporación de Solar Los Loros SPA.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: La disminución de US\$10,6 millones en el patrimonio atribuible a propietarios de la controladora se compone principalmente de (i) utilidades del ejercicio por US\$110,8 millones menos (ii) US\$14,0 millones correspondientes a la disminución de valorización a mercado de instrumentos derivados y menos (iii) US\$107,4 millones de pagos de dividendos. Esta última cantidad fue descontada del patrimonio y pagada durante el 2019.

Participaciones no controladoras: La porción de patrimonio correspondiente a participaciones no controladoras registró una disminución de US\$3,3 millones debido a los dividendos pagados y por pagar al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (US\$11,7 millones), lo que se vio parcialmente compensado con las utilidades del ejercicio por US\$7,9 millones.

ANEXO 2

	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19
EBITDA*	91,7	95,0	91,8	97,3	96,3	188,5	144,4	105,6
Ganancia atribuible a la controladora	39,2	(4,0)	37,3	30,1	42,9	37,7	62,4	-32,2
Gastos Financieros	2,8	2,3	4,3	3,4	3,2	8,5	13,7	12,5

* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Dec/18	Dec/19
EBITDA (últimos 12 meses)	375,7	534,9
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	177,1	110,8
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	20,7	37,8

Deuda Financiera	903,2	864,2
Corriente	111,0	103,7
No-Corriente	792,2	760,4
Efectivo y efectivo equivalente	61,5	239,1
Deuda financiera neta	841,7	625,1

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS		
		Dec-18	Dec-19	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces) 1,40	1,36	-3%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces) 0,88	1,03	17%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$ 121,8	127,3	5%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces) 0,62	0,65	5%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces) 29,42	41,41	41%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces) 2,40	1,72	-28%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces) 2,24	1,28	-43%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	% 5,0%	5,4%	8%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	% 3,0%	3,2%	5%

*últimos 12 meses

Al 31 de diciembre, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,33x y 1,00x, respectivamente. Se observó un incremento del activo corriente específicamente el nivel de efectivo. Asimismo, se observó un aumento en los pasivos corrientes, con aumentos en provisiones y cuentas por pagar, que fueron parcialmente compensadas con una disminución en los saldos de deuda. En consecuencia, disminuyó levemente 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 y su capacidad de generación de flujos de caja.

La Razón de Endeudamiento a diciembre de 2019, fue levemente superior que la de diciembre 2018 por el aumento en pasivos corrientes provisiones y cuentas por pagar.

La Cobertura de Gastos Financieros al cierre de diciembre de 2019 fue de 41,41x, mayor al valor de 29,42x a diciembre de 2018. Esto se explica por el aumento significativo de EBITDA, aun cuando hubo un aumento de gastos financieros por la menor activación de intereses en los proyectos de construcción.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA cayó a 1,62x producto principalmente del mayor EBITDA de la compañía y la disminución de su deuda financiera. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste disminuyó un 50%, llegando a 1,19 veces, producto de los mayores niveles de EBITDA y de caja.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 5,4% y 3,2%, respectivamente, incrementándose respecto del cierre de diciembre de 2018.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 12M19

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de diciembre 2019, el día **jueves 30 de enero de 2020** a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 10:00 AM (USA-NY)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

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

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

Para acceder a la repetición, marcar +1 (877) 344-7529 / +1 (412) 317-0088 Passcode I.D: 10135922. La repetición estará disponible hasta el día 6 de febrero de 2020.