

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$285 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$81 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2019.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$189 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UN INCREMENTO DE 98% CON RESPECTO AL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2018. EL INCREMENTO DE EBITDA SE EXPLICA POR UN MAYOR MARGEN ELECTRICO PRODUCTO PRINCIPALMENTE DE LA MAYOR DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS Y OTROS INGRESOS RECIBIDOS EN EL PERIODO.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$766 millones en el primer semestre de 2019, aumentando un 27% 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 así como también a otros ingresos operacionales.
- **El EBITDA** del primer semestre del año 2019 llegó a los US\$285 millones, un aumento de 53% 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 primer semestre del año 2019 alcanzó US\$80,6 millones, más que duplicando el resultado del primer semestre del año anterior. Este resultado se vio afectado por impactos no recurrentes, tanto en el segundo trimestre de 2018 como en el segundo trimestre de 2019, principalmente por el reconocimiento del menor valor contable de las unidades de generación a carbón cuyos cierres han sido anunciados (“*impairment*” de unidades 12 y 13 en 2018 y unidades 14 y 15 en 2019). Excluyendo estos efectos no recurrentes, la utilidad neta en el primer semestre de 2019 habría sido de US\$144,4 millones, un incremento de 66% en comparación con el primer semestre de 2018.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	2T18	2T19	Var %	1S18	1S19	Var%
Total ingresos operacionales	304,3	422,5	39%	603,4	766,3	27%
Ganancia operacional	62,0	148,2	139%	119,9	210,5	76%
EBITDA	95,0	188,5	99%	186,7	284,8	53%
Margen EBITDA	31,2%	44,6%	13.4 pp	30,9%	37,2%	+6.3 pp
Total resultado no operacional	(68,2)	(97,7)	43%	(69,8)	(97,6)	40%
Ganancia después de impuestos	(2,9)	36,7	n.a	38,8	82,3	112%
Ganancia atribuible a los controladores	(4,0)	37,7	n.a	35,2	80,6	129%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	1,1	3,4	194%	3,5	6,0	70%
Ganancia por acción (US\$/acción)	(0,004)	0,036		0,033	0,077	
Ventas de energía (GWh)	2.430	2.734	12%	4.838	5.382	11%
Generación neta de energía (GWh)	1.301	1.407	8%	2.714	2.294	-15%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	942	1.307	39%	1.871	3.036	62%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	204	124	-39%	419	246	-41%

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (“EECL”) participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 30 de junio de 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	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2019	4
ANTECEDENTES GENERALES	5
Costos Marginales SEN.....	5
Precios de Combustibles	6
Generación	6
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	8
Segundo trimestre de 2019 comparado con el primer trimestre de 2019 y segundo trimestre de 2018.....	8
Ingresos operacionales	8
Costos operacionales.....	9
Margen Eléctrico.....	10
Resultado operacional	11
Resultados financieros	11
Ganancia neta.....	12
Primer semestre de 2019 comparado con el primer semestre de 2018	13
Ingresos operacionales	13
Costos operacionales.....	14
Resultado operacional	15
Resultados financieros	16
Ganancia neta.....	16
Liquidez y recursos de capital	16
Flujos de caja provenientes de la operación.....	17
Flujos de caja usados en actividades de inversión	17
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	18
Obligaciones contractuales.....	18
Política de dividendos	19
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	20
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	20
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	21
Riesgo de tasa de interés	21
Riesgo de crédito.....	21
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 DE JUNIO DE 2019	22
ANEXO 1	23
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	23
Ventas Físicas	23
Estados de Resultados Trimestrales	24
Balance 25	
Principales Variaciones del Balance General	26
ANEXO 2	28
INDICADORES FINANCIEROS.....	28
CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M19	29

HECHOS DESTACADOS

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*) 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 renovables 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 será 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 sumaría al de las unidades N°12 y N°13, también de la Central Tocopilla, cuya desconexión, ya autorizada por la Comisión Nacional de Energía, 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 será 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. La decisión de construcción se supedita a las mejores condiciones de mercado.
- 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. Actualmente, las empresas generadoras se encuentran en conversaciones bilaterales con la autoridad.
- **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 y 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 no se encontrara operando a plena capacidad la interconexión entre el SING y el SIC por el retraso en la entrada de operaciones del segmento sur de ésta, ENGIE Energía Chile ha estado suministrando este contrato con compras de energía al mercado spot y a través de contratos de respaldo firmados en noviembre de 2018 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 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 y menores niveles en los costos marginales de los distintos nodos del sistema interconectado nacional. Según datos del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a un mes del inicio de la operación de Cardones-Polpaico, el costo marginal en la zona sur y centro descendió ~24,2 % y en el norte un 4,5%, con respecto al mes anterior. Esto porque la línea de transmisión ayudó a que las barras de las distintas localidades se acoplaran, y además se dejó de verter energía, en su mayoría renovable, que no lograba ser inyectada al sistema por la falta de infraestructura de transmisión. Así, mientras en mayo el 2,3% del total de producción no pudo entrar al sistema y se perdió, en junio el 100% de lo que se generó en la zona fue transportado a través de líneas de transmisión a los centros de consumo.

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	Mínimo				Promedio				Máximo			
	Mes	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
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

2019	Mínimo				Promedio				Máximo			
	Mes	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
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

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 La prorrata de EECL en 2019 fue de US\$6,6 millones, de los cuales aproximadamente un 45% 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	2018	2019	% Variación	2018	2019	% Variación	2018	2019	% Variación
	Año c/A			Año c/A			Año c/A			Año c/A		
Ene	63,7	52,3	-18%	69,1	60,3	-13%	3,88	3,15	-19%	95,3	81,8	-14%
Feb	62,2	55,0	-12%	65,3	64,1	-2%	2,67	2,72	2%	85,8	74,4	-13%
Mar	62,6	58,3	-7%	66,0	66,3	0%	2,69	2,94	9%	79,5	69,6	-12%
Apr	66,6	63,7	-4%	71,9	71,3	-1%	2,80	2,67	-5%	81,8	58,3	-29%
May	70,1	60,6	-14%	77,1	71,3	-8%	2,80	2,63	-6%	89,5	56,5	-37%
June	67,8	54,7	-19%	74,4	64,2	-14%	2,97	2,40	-19%	96,4	48,9	-49%
July	71,0			74,2			2,84			100,8		
August	68,3			72,7			2,95			97,6		
September	70,2			78,9			3,00			100,4		
October	70,2			81,8			3,28			100,3		
November	56,2			90,9			4,18			88,5		
December	49,2			56,9			4,04			87,5		

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% promedio. Cabe mencionar la importante caída de los precios del carbón producto de los altos inventarios de carbón en Europa y Asia. En Europa son los 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. La caída de precios resulta mucho más notoria en comparación con el segundo semestre de 2018, en que los precios de los combustibles fósiles alcanzaron los máximos anuales de 2018.

Generación

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

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

Tipo de Combustible	2018									
	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
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%

Tipo de Combustible	2019			
	1T 2019		2T 2019	
	GWh	% del total	GWh	% del total
Carbón	2.878	66%	3.148	65%
GNL	810	19%	1.072	22%
Diesel / Petróleo pesado	4	0%	12	0%
Renovable	670	15%	591	12%
Total generación bruta N-SEN	4.362	100%	4.823	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el segundo trimestre de 2019, la generación bruta del sistema tuvo una leve disminución de 2% con respecto al mismo periodo del año anterior. En este trimestre Chuquicamata inició una huelga con una paralización de faena que se extendió por 14 días.

El mix de generación muestra una disminución de la generación con carbón con respecto a igual trimestre del año anterior, y un incremento en la generación con gas, con una mayor contribución de la energía renovable, desplazando la contribución de diésel/petróleo.

Cabe notar que la demanda máxima del segundo trimestre fue de 2.868 MW, inferior a la demanda máxima del 2T18 que fue de 3.080 MW.

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

Generación por Empresa (en GWh)										
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			
	GWh	% del total	GWh	% del total		
AES Gener	2.094	48%	2.226	46%		
EECL (con CTH al 100%)	966	22%	1.129	23%		
Enel Generación	249	6%	264	5%		
Otros	1.054	24%	1.204	25%		
Total generación bruta N-SEN	4.362	100%	4.823	100%		

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Durante el segundo trimestre de 2019, EECL disminuyó su generación en un 20% en comparación con igual periodo del año anterior, representando el 23% de la generación de la zona norte del SEN. Este 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 25% de la generación total de la zona norte del SEN.

En lo concerniente a mantenimientos mayores programadas, la U14, que estaba en mantención desde el 8 de abril 2019, entró en operaciones el 23 de junio de 2019; en tanto CTH ha estado fuera desde mediados de junio y se espera que entre a fines de julio. CTA se encuentra en mantención mayor desde el 28 de junio y se espera que reanude operaciones a mediados de agosto. Por último, la turbina de gas TG3 estuvo fuera de servicio entre el 24 de abril y el 23 de junio.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, que han sido objeto de auditoría de revisión limitada para los periodos finalizados al 30 de junio de 2018 y 2019. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Comisión para el Mercado Financiero (www.cmfchile.cl).

Resultados de las operaciones

Segundo trimestre de 2019 comparado con el primer trimestre de 2019 y segundo trimestre de 2018

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	2T 2018		1T 2019		2T 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.....	184,3	65%	163,0	52%	173,7	54%	7%	-6%
Ventas a clientes regulados.....	99,3	35%	150,6	48%	146,9	45%	-2%	48%
Ventas al mercado spot.....	1,3	0%	1,6	0%	3,6	1%	131%	182%
Total ingresos por venta de energía y potencia	284,9	94%	315,1	92%	324,3	77%	3%	14%
Ventas de gas.....	1,6	1%	4,1	1%	4,2	1%	2%	156%
Otros ingresos operacionales.....	17,8	6%	24,6	7%	94,1	22%	283%	430%
Total ingresos operacionales.....	304,3	100%	343,8	100%	422,5	100%	23%	39%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.552	64%	1.423	54%	1.550	57%	9%	0%
Ventas de energía a clientes regulados.....	871	36%	1.220	46%	1.183	43%	-3%	36%
Ventas de energía al mercado spot.....	7	0%	6	0%	-	0%	n.a	-100%
Total ventas de energía.....	2.430	100%	2.649	100%	2.734	100%	3%	12%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	119,0		115,2		114,4		-1%	-4%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh) (3)	105,2		123,4		124,2		1%	18%

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

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

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

En el segundo trimestre de 2019, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$324,3 millones, aumentando un 14% (US\$39 millones) con respecto al segundo 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 muy similar al mismo periodo del año anterior mostrando una clara recuperación respecto al primer trimestre de este año, producto de la recuperación de demanda de Chuquicamata y El Abra principalmente; sin embargo, la huelga de Chuquicamata a fines de junio revirtió parcialmente esta recuperación. La venta de energía a clientes regulados mostró un incremento asociado a la nueva mayor demanda contratada bajo el contrato con distribuidoras que comenzó en enero 2018. La demanda de energía bajo este contrato fue de 774 GWh este trimestre, un incremento de 369 GWh con respecto al segundo trimestre de 2018.

En términos interanuales, se observa una menor venta a clientes libres asociada principalmente a un menor precio promedio monómico explicado por la disminución en el precio de los combustibles.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este segundo trimestre a los US\$146,9 millones, con un alza significativa en comparación con el 2T18, 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\$101 millones de dólares este trimestre.

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

Durante el segundo trimestre, las ventas de gas alcanzaron US\$4,2 millones, un nivel similar al del primer trimestre y significativamente mayor al del segundo trimestre de 2018. 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. En este ítem también se incluyó un ingreso de US\$74,9 millones antes de impuesto correspondiente a pagos contemplados en el contrato de construcción con el contratista principal de IEM para compensar a Engie Energía Chile por los costos asociados al retraso en la puesta en marcha del proyecto y por los menores ingresos recibidos por potencia en meses anteriores.

Costos operacionales

	Información Trimestral (en millones de US\$)							
	2T 2018		1T 2019		2T 2019		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(92,0)	38%	(66,5)	21%	(72,8)	27%	10%	-21%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(70,3)	29%	(122,9)	36%	(102,8)	37%	-16%	46%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(32,1)	13%	(33,2)	13%	(38,4)	14%	16%	20%
Otros costos directos de la operación	(41,2)	17%	(52,9)	26%	(49,2)	18%	-7%	19%
Total costos directos de ventas.....	(235,6)	97%	(275,5)	96%	(263,2)	96%	-4%	12%
Gastos de administración y ventas.....	(8,4)	3%	(9,0)	4%	(8,9)	3%	-1%	6%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(0,9)	0%	(1,9)	1%	121%	106%
Otros ingresos/costos de la operación...	2,6	-1%	3,9	0%	(0,2)	0%		
Total costos de la operación.....	(242,3)	100%	(281,5)	100%	(274,3)	100%	-3%	13%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.001	71%	594	71%	911	60%	53%	-9%
Gas.....	391	28%	356	27%	569	38%	60%	45%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	3	0%	2	0%	1	0%	-55%	-71%
Hidro/Solar.....	14	1%	14	1%	32	2%	128%	123%
Total generación bruta.....	1.410	100%	965	100%	1.513	100%	57%	7%
Menos Consumos propios.....	(110)	-8%	(78)	-8%	(106)	-7%	36%	-3%
Total generación neta.....	1.301	53%	888	40%	1.407	50%	58%	8%
Compras de energía en el mercado spot.....	942	38%	1.729	50%	1.307	46%	-24%	39%
Compras de energía bajo contrato	204		122		124	n.a	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.447	100%	2.739	100%	2.838	100%	4%	16%

La generación bruta de electricidad aumentó un 7% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 57% con respecto al trimestre anterior, debido principalmente al inicio de operación de Infraestructura Energética Mejillones a partir del jueves 16 de mayo, al aumento de generación con gas por un mayor nivel de suministro y su mayor flexibilidad para enfrentar la intermitencia de la generación renovable, y a la mayor generación solar producto de la incorporación de Los Loros – Andacollo en abril de 2019.

La mayor generación en el segundo trimestre en comparación con el primero produjo un aumento en el ítem de costo de combustibles por los mayores volúmenes de compra de gas y carbón. Sin embargo, al comparar esta partida con el segundo trimestre del año anterior, este ítem registró una caída de 21%, disminuyendo US\$19,2 millones, debido al menor precio de los combustibles en este periodo.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' disminuyó en US\$20,1 millones (16%) con respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por menores volúmenes y precios de la energía

comprada en el mercado spot. El menor volumen de compras se explica por la mayor disponibilidad de nuestras centrales con mayor generación propia particularmente por la entrada de operación comercial de IEM desde el 16 de mayo y por 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 segundo trimestre de 2019, este contrato se suministró con contratos de respaldo con otros operadores del sistema (124 GWh) y con compras al mercado spot (650 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 ISA. Durante el mes de junio en el nodo Crucero en la zona norte del SEN, los costos marginales se mantuvieron estables y acotados en torno a 50 US\$/MWh; en tanto, en el nodo Polpaico en la zona centro – sur, los costos marginales presentaron una reducción importante, de hasta US\$ 15 respecto al mes anterior, dada la interconexión y el mayor aporte de generación hidráulica desde el sur.

En el segundo 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 mantenimiento (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), se mantuvieron en niveles similares a los del trimestre anterior y los del segundo trimestre de 2018.

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\$1,67 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<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>
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
Costo de combustible.....	(91,9)	(92,0)	(81,3)	(54,8)	(320,0)	(66,5)	(72,8)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(57,8)	(70,3)	(78,3)	(95,1)	(301,5)	(122,9)	(102,8)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	128,5	122,6	120,7	128,2	500,1	125,7	148,6
Margen eléctrico	46%	43%	43%	46%	45%	40%	46%

En el segundo trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento de US\$22,9 millones con respecto al primer trimestre de este año, aumentando en términos porcentuales a 46%. Por una parte, la recuperación de ingresos en el segmento de clientes libres fue compensada por menores ingresos en el segmento de clientes regulados, lo que se tradujo en un aumento de US\$9,2 millones en ingresos por ventas de energía y potencia. Por otra parte, si bien se registró un mayor costo de combustibles (+US\$6,3 millones) por la mayor generación propia, hubo un menor costo de compras de energía en el mercado spot de US\$20,1 millones debido a menores volúmenes y precios promedio. 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 definitiva, junto con el aumento de los ingresos, se pudo observar una disminución en el costo promedio de la energía suministrada, lo que se tradujo en una mejora del margen eléctrico.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	2T 2018		1T 2019		2T 2019		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	304,3	100%	343,8	100%	422,5	100%	23%	39%
Total costo de ventas	(235,6)	-77%	(275,5)	-78%	(263,2)	-62%	-4%	12%
Ganancia bruta	68,7	23%	68,3	22%	159,3	38%	133%	132%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(6,7)	-2%	(6,0)	-3%	(11,1)	-3%	84%	64%
Ganancia Operacional	62,0	20%	62,2	19%	148,2	35%	138%	139%
Depreciación y amortización.....	33,0	11%	34,1	11%	40,3	10%	18%	22%
EBITDA	95,0	31,2%	96,3	30,0%	188,5	44,6%	96%	99%

El EBITDA del segundo trimestre de 2019 llegó a US\$188,5 millones, un aumento de US\$93,5 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 los pagos recibidos por parte del contratista de IEM en compensación por los menores ingresos por potencia y mayores costos de suministro de energía atribuidos al retraso en la puesta en marcha de la central.

Asimismo, la comparación con el trimestre inmediatamente anterior muestra un aumento de EBITDA de US\$92,2 millones, producto del mayor margen eléctrico y el efecto de la compensación anteriormente explicados.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	2T 2018		1T 2019		2T 2019		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	1,8	1%	1,2	0%	1,5	1%	24%	-16%
Gastos financieros.....	(2,3)	-1%	(3,2)	-1%	(8,5)	-3%	167%	264%
Diferencia de cambio.....	(1,5)	-1%	1,1	-1%	(0,1)	0%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(66,2)	-24%	0,9	-4%	(90,6)	-30%		
Total resultado no operacional	(68,2)	-25%	0,1	-6%	(97,7)	-32%		
Ganancia antes de impuesto.....	(6,2)	-2%	62,4	14%	50,5	17%	-19%	-910%
Impuesto a las ganancias.....	3,4	1%	(16,8)	-4%	(13,9)	-5%	-17%	-510%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	(2,9)	-1%	45,6	11%	36,7	12%	-20%	-1384%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	(4,0)	-1%	42,9	10%	37,7	12%	-12%	-1042%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	1,1	0%	2,7	1%	3,4	1%	26%	194%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(4,0)	-1%	42,9	10%	37,7	12%	-12%	-1042%
Ganancia por acción	(0,004)	0%	0,041	0%	0,036	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.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$0,1 millones en el 2T19 producto de una tendencia a la depreciación del peso chileno desde principio 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).

Para efectos de presentación en este informe, a partir de 2018 el ítem de utilidades de asociadas (método participación) correspondiente al resultado neto proporcional en TEN, comenzó a incluirse dentro del cálculo del EBITDA de la compañía.

Los otros ingresos no operacionales netos de este segundo trimestre incorporan el ajuste contable negativo por deterioro económico de activos (*asset impairment*) con motivo del próximo cierre de las unidades U14 y U15 de Tocopilla por un monto neto de impuesto de US\$63 millones. Esta partida incluye además US\$ 4,8 millones en recuperaciones de seguros por daño físico de las unidades U16 y CTM3 (*property damage*). Por su parte, en los otros ingresos no operacionales netos del segundo trimestre del año 2018, se había reconocido el ajuste contable negativo por deterioro económico de activos (*asset impairment*) con motivo del cierre de las unidades U12 y U13 de Tocopilla por un monto neto de impuesto de aproximadamente US\$51,9 millones (US\$71 millones antes de impuestos).

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 segundo trimestre de 2019, el resultado neto después de impuestos registró una utilidad de US\$37,7 millones, una disminución de US\$5,2 millones en comparación con el primer trimestre, debido principalmente a los gastos no operacionales, no recurrentes por el deterioro del valor de las centrales a carbón que serán cerradas (*asset impairment*).

Primer semestre de 2019 comparado con el primer semestre de 2018

Ingresos operacionales

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

	6M18		6M19		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	357,9	64%	336,7	53%	-21,2	-6%
Ventas a clientes regulados.....	201,8	36%	297,5	47%	95,7	47%
Ventas al mercado spot.....	3,4	1%	5,2	1%	1,8	52%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	563,2	93%	639,4	83%	76,2	14%
Ventas de gas.....	5,0	1%	8,2	1%	3,2	65%
Otros ingresos operacionales.....	35,2	6%	118,7	15%	83,5	237%
Total ingresos operacionales.....	603,4	100%	766,3	100%	162,9	27%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	3.038	63%	2.973	55%	-64	-2%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.786	37%	2.403	45%	617	35%
Ventas de energía al mercado spot.....	14	0%	6	0%	-8	-58%
Total ventas de energía.....	4.838	100%	5.382	100%	544	11%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	118,4		114,7		-3,6	-3%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh) (3)	113,0		123,8		10,8	10%

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

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

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

En el primer semestre de 2019, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$639,4 millones, aumentando un 14% (US\$76,2 millones) con respecto al primer semestre de 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\$205,5 millones de dólares en este semestre.

En lo que respecta al volumen de energía, durante el primer trimestre 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 observa 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. 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 1.580 GWh este semestre, un aumento de 87% con respecto a los 846 GWh del primer semestre de 2018.

En términos físicos, las ventas al mercado spot retrocedieron 58%. 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 mayor contribución a la del periodo anterior. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). En este semestre, esta partida incluye un ingreso de US\$74,9 millones antes de impuesto 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 junio 2019 (en millones de US\$)

	6M2018		6M2019		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(183,9)	38%	(139,3)	25%	-44,6	-24%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(128,1)	26%	(225,7)	41%	97,7	76%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(64,9)	13%	(71,6)	13%	6,7	10%
Otros costos directos de la operación	(92,3)	19%	(102,1)	18%	9,8	11%
Total costos directos de ventas.....	(469,2)	97%	(538,7)	97%	69,5	15%
Gastos de administración y ventas.....	(17,7)	4%	(18,0)	3%	0,3	2%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,9)	0%	(2,8)	1%	0,9	49%
Otros ingresos/costos de la operación....	5,3	-1%	3,7	-1%		
Total costos de la operación.....	(483,5)	100%	(555,8)	100%	72,3	15%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	2.169	74%	1.505	61%	-664	-31%
Gas.....	738	25%	925	37%	187	25%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	5	0%	2	0%	-3	-52%
Hidro/Solar.....	35	1%	46	2%	12	33%
Total generación bruta.....	2.946	100%	2.478	100%	-468	-16%
Menos Consumos propios.....	(232)	-8%	(184)	-7%	48	-21%
Total generación neta.....	2.714	54%	2.294	41%	-420	-15%
Compras de energía en el mercado spot.....	1.871	37%	3.036	54%	1.165	62%
Compras de energía contrato puente.....	419	8%	246	4%	-173	-
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	5.005	100%	5.577	100%	572	11%

La generación bruta de electricidad disminuyó un 16% con respecto al primer semestre del año anterior, especialmente por la disminución de la generación en base a carbón que cayó un 31%. 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 primer semestre de 2019, el ítem de costo de combustibles registró una caída de 24%, disminuyendo US\$44,6 millones, debido a la menor generación propia y al menor precio del carbón.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' aumentó en US\$97,7 millones (76%) con respecto al primer semestre del año anterior, fundamentalmente por los mayores volúmenes de energía comprada, compensados en parte por menores precios medios, especialmente en el 2T19, 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. En el primer semestre de 2019, el contrato con compañías distribuidoras de la zona centro-sur del SEN se suministró con contratos de respaldo con

otros operadores del sistema (246 GWh) y con compras al mercado spot (1.334 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\$3,4 millones en el semestre.

Resultado operacional

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

EBITDA	6M2018		6M2019		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	603,4	100%	766,3	100%	162,9	27%
Total costo de ventas	(469,2)	78%	(538,7)	70%	69,5	15%
Ganancia bruta.....	134,2	22%	227,5	30%	93,4	70%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(14,3)	2%	(17,1)	2%	2,8	20%
Ganancia Operacional.....	119,9	20%	210,5	27%	90,6	76%
Depreciación y amortización.....	66,8	11%	74,4	10%	7,6	11%
EBITDA.....	186,7	30,9%	284,8	37,2%	98,2	53%

El EBITDA del primer semestre de 2019 alcanzó los US\$284,8 millones, con un aumento de 53% en comparación con igual periodo del año anterior, producto de un mayor margen eléctrico reportado por la compañía a nivel semestral (US\$23,2 millones) y la compensación por el retraso en la puesta en marcha de IEM.

Resultados financieros

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

	6M2018		6M2019		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	3,0	1%	2,8	0%	-0,2	-8%
Gastos financieros.....	(5,1)	-1%	(11,7)	-2%	-6,6	128%
Diferencia de cambio.....	(1,6)	0%	1,1	0%	2,6	-167%
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-	0%	-	0%	0,0	
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	(66,1)	-12%	(89,7)	-15%	-23,6	
Total resultado no operacional	(69,8)	-13%	(97,6)	-16%		
Ganancia antes de impuesto.....	50,1	9%	112,9	19%	62,8	125%
Impuesto a las ganancias.....	(11,3)	-2%	(30,6)	-5%	-19,3	
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	38,8	7%	82,3	14%	43,5	112%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	35,2	7%	80,6	13%	45,4	129%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	3,5	1%	6,0	1%	2,5	70%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	35,2	7%	80,6	13%	45,4	129%
Ganancia por acción.....	0,033	0%	0,077	0%		

Los ingresos financieros registraron una leve caída 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.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$1,1 millones en el semestre, que compara favorablemente con una pérdida de US\$ 1,6 millones en el primer semestre de 2018.

En este semestre los otros ingresos no operacionales netos registraron una pérdida de US\$89,7 millones, debido al reconocimiento del deterioro económico de activos (*asset impairment*) con motivo del próximo cierre de las unidades U14 y U15 de Tocopilla por un monto neto de impuesto de aproximadamente US\$63 millones (US\$87,4 millones antes de impuestos). En tanto en el primer semestre del año 2018, esta partida incluía el reconocimiento del deterioro económico de activos (*asset impairment*) con motivo del cierre de las unidades U12 y U13 de Tocopilla por un monto neto de impuesto de aproximadamente US\$51,9 millones (US\$71 millones antes de impuestos).

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 el primer semestre de 2019, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$80,6 millones, mayor que los resultados del mismo periodo anterior. Como se explicó anteriormente, el deterioro del valor económico de las unidades U14 y U15 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, afectó de manera positiva el resultado operacional del semestre.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de junio de 2019, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$102,5 millones en forma consolidada.

Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$830 millones¹, de los cuales US\$80 millones tienen vencimientos menores a un año.

Información a junio 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	171,8	234,3
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(134,6)	(111,3)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>18,6</u>	<u>(85,3)</u>
Cambio en el efectivo	<u>55,8</u>	<u>37,7</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer semestre de 2019, la compañía generó US\$292 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\$31,4 millones), de impuestos verdes (US\$24,9 millones) y de intereses (US\$1,4 millones) alcanzaron los US\$234,3 millones consignados como flujos provenientes de la operación en el Estado de Flujo de Efectivo. Cabe notar que los pagos de intereses y comisiones sobre los pasivos de la compañía ascendieron a US\$20,6 millones, de los cuales US\$19,2 millones fueron activados e incluidos en la partida de inversiones en activos fijos.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer semestre de 2019, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$111,3 millones, principalmente por la inversión en Infraestructura Energética Mejillones (US\$74,1 millones), mantenciones mayores de centrales y activos de transmisión (US\$23,3 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.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en 2018 y 2019 ascendieron a US\$133,5 millones y US\$97,4 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

⁽¹⁾ Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y difieren de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía, los que se presentan netos de costos diferidos y “mark-to-market” de operaciones de derivados financieros. No incluye las operaciones de leasing financiero correspondientes al contrato de peaje de transmisión con TEN ni operaciones calificadas como leasing financiero a partir de la implementación de IFRS 15.

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

CAPEX	2018	2019
CTA	0,1	-
CTA (Nuevo Puerto).....	13,5	1,0
CTH	0,6	-
IEM.....	107,8	74,1
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	4,9	5,5
Mejoras Medioambientales	0,1	0,3
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	2,5	6,9
Otros.....	4,0	9,6
Total inversión en activos fijos	133,5	97,4

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. 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 durante el primer semestre de 2019 están los pagos de dividendos que incluyeron lo siguiente: (i) dividendos definitivos y adicionales por un total de US\$22 millones 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; y (iii) un dividendo de US\$4 millones pagado en marzo 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. 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.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio de 2019:

Obligaciones Contractuales al 30/06/19
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.....	58,2	1,2	2,8	3,4	50,8
Leasing NIIF 16	16,7	-	5,6	5,6	5,6
Costo financiero diferido.....	(13,8)	-	(7,2)	(3,3)	(3,3)
Intereses devengados.....	16,9	16,9	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	0,1	0,1	-	-	-
Total	908,1	98,2	401,1	5,6	403,1

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. Todos estos créditos son 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. Al 30 de junio de 2019 la compañía tenía dos créditos vigentes: uno por US\$40 millones con Scotiabank con vencimiento en junio de 2020, y otro por US\$40 millones con Banco Estado con vencimiento en junio de 2020.

La deuda de corto plazo alcanzó un máximo de US\$150 millones en abril de 2018, cayendo a US\$80 millones a fines de junio de 2019.

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.

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 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 aproximadamente US\$58 millones.

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 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, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad a la medianoche del quinto día hábil anterior a dicha fecha. Dicho dividendo fue acordado en consideración a la generación de caja y al cierre de un periodo de inversiones relevantes en la Compañía.

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

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 volumen que puedan tener 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 se encuentra limitada. 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. 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 consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Actualmente, no existen contratos derivados asociados a los flujos de caja de los proyectos de inversión.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 30 de junio 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 30 de junio de 2019
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023 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\$)	2,333% p.a.	80,0	-	-	-	-	80,0
Total		80,0	-	400,0	-	350,0	830,0

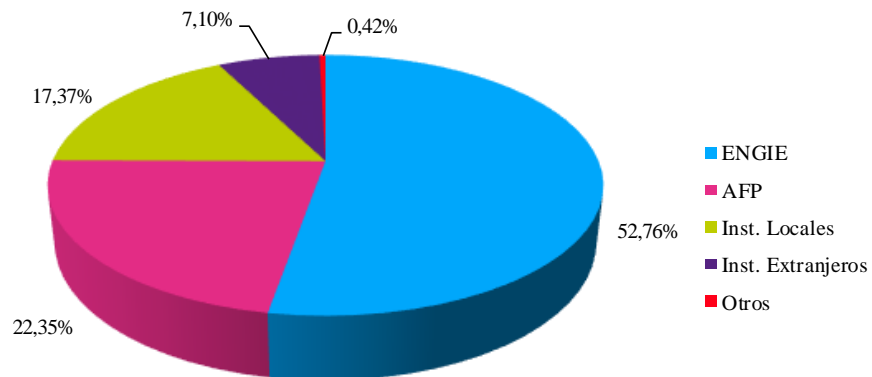
Riesgo de crédito

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 inferiores a 2MW anuales 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 30 DE JUNIO DE 2019

N° de accionistas: 1.792



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>1S18</u>	<u>1T19</u>	<u>2T19</u>	<u>1S19</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.485	1.552	3.038	1.423	1.550	2.973
Ventas de energía a clientes regulados	915	871	1.786	1.220	1.183	2.403
Ventas de energía al mercado spot	8	7	14	6	-	6
Total ventas de energía.....	2.408	2.430	4.838	2.649	2.734	5.382
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	1.167	1.001	2.169	594	911	1.505
Gas.....	347	391	738	356	569	925
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	2	3	5	2	1	2
Hidro/ Solar.....	20	14	35	14	32	46
Total generación bruta.....	1.536	1.410	2.946	965	1.513	2.478
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(123)	(110)	(232)	(78)	(106)	(184)
Total generación neta.....	1.414	1.301	2.714	888	1.407	2.294
Compras de energía en el mercado spot	929	942	1.871	1.729	1.307	3.036
Compras de energía bajo contrato (GWh)	215	204	419	122	124	246
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.558	2.447	5.005	2.739	2.838	5.577

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	1T18	2T18	1S18	1T19	2T19	1S19
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	102,5	99,3	201,8	150,6	146,9	297,5
Ventas a clientes no regulados.....	173,6	184,3	357,9	163,0	173,7	336,7
Ventas al mercado spot y ajustes.....	2,1	1,3	3,4	1,6	3,6	5,2
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	278,3	284,9	563,2	315,1	324,3	639,4
Ventas de gas.....	3,4	1,6	5,0	4,1	4,2	8,2
Otros ingresos operacionales.....	17,5	17,8	35,2	24,6	94,1	118,7
Total ingresos operacionales.....	299,1	304,3	603,4	343,8	422,5	766,3
Costos de la operación						
Combustibles.....	(91,9)	(92,0)	(183,9)	(66,5)	(72,8)	(139,3)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(57,8)	(70,3)	(128,1)	(122,9)	(102,8)	(225,7)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(32,8)	(32,1)	(64,9)	(33,2)	(38,4)	(71,6)
Otros costos directos de la operación	(51,1)	(41,2)	(92,3)	(52,9)	(49,2)	(102,1)
Total costos directos de ventas.....	(233,6)	(235,6)	(469,2)	(275,5)	(263,2)	(538,7)
Gastos de administración y ventas.....	(9,2)	(8,4)	(17,7)	(9,0)	(8,9)	(18,0)
Depreciación y amortización en el gto. De adm y ventas...	(1,0)	(0,9)	(1,9)	(0,9)	(1,9)	(2,8)
Otros ingresos de la operación.....	2,6	2,6	5,3	3,9	(0,2)	3,7
Total costos de la operación.....	(241,2)	(242,3)	(483,5)	(281,5)	(274,3)	(555,8)
Ganancia operacional.....	57,9	62,0	119,9	62,2	148,2	210,5
EBITDA.....	91,7	95,0	186,7	96,3	188,5	284,8
Ingresos financieros.....	1,2	1,8	3,0	1,2	1,5	2,8
Gastos financieros.....	(2,8)	(2,3)	(5,1)	(3,2)	(8,5)	(11,7)
Diferencia de cambio.....	(0,1)	(1,5)	(1,6)	1,1	(0,1)	1,1
Ut. (pp) de asociadas utilizando método de la participación	-	-	-	-	-	-
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,1	(66,2)	(66,1)	0,9	(90,6)	(89,7)
Total resultado no operacional	(1,6)	(68,2)	(69,8)	0,1	(97,7)	(97,6)
Ganancia antes de impuesto.....	56,4	(6,2)	50,1	62,4	50,5	112,9
Impuesto a las ganancias.....	(14,7)	3,4	(11,3)	(16,8)	(13,9)	(30,6)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	41,7	(2,9)	38,8	45,6	36,7	82,3
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	39,2	(4,0)	35,2	42,9	37,7	80,6
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	2,4	1,1	3,5	2,7	3,4	6,0
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	39,2	(4,0)	35,2	42,9	37,7	80,6
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,037	(0,004)	0,033	0,041	0,036	0,077

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

	2018	2019
	<u>Diciembre</u>	<u>Junio</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	61,5	102,5
Otros activos financieros corrientes	-	0,2
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	187,9	165,0
Impuestos por recuperar	10,2	11,0
Inventarios corrientes	158,9	136,0
Otros activos no financieros corrientes	9,1	15,3
Total activos corrientes	427,6	430,0
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.635,7	2.605,1
Otros activos no corrientes	399,4	405,3
TOTAL ACTIVO	3.462,7	3.440,4
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	111,0	97,0
Otros pasivos corrientes	194,7	185,6
Total pasivos corrientes	305,8	282,6
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	792,2	752,9
Otros pasivos de largo plazo	226,7	267,8
Total pasivos no corrientes	1.018,9	1.020,7
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.069,8	2.071,5
Participaciones no controladoras	68,2	65,6
Patrimonio	2.128,0	2.137,1
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.462,7	3.440,4

(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 30 de junio de 2019 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Se aprecia un aumento de US\$40,9 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\$9,4 millones), (ii) impuestos a la renta e impuestos verdes (US\$56,3 millones), (iii) pagos de capital e intereses de deuda (US\$30,2 millones), (iv) dividendos (US\$72,1 millones), (v) inversiones en activos fijos (US\$78 millones neto de intereses capitalizados), y (vi) compra de centrales fotovoltaicas (US\$32,3 millones netos del efectivo que había en dichas empresas al momento de la compra).

Deudores comerciales y cuentas por cobrar: La disminución de US\$22,9 millones se compone de cambios en dos cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar registraron una disminución de US\$1,9 millones y por otra parte se registró una disminución de US\$20,9 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\$22,9 millones en los inventarios es producto principalmente de una disminución de inventarios de combustibles (carbón, US\$13,6 millones y cal hidratada, US\$0,8 millones) además de una disminución del inventario de repuestos por el reconocimiento de deterioro de las unidades 14 y 15 (US\$8,5 millones).

Otros activos no financieros corriente: Se aprecia un aumento de US\$7,0 millones debido principalmente al saldo de pago anticipado de primas de seguros (US\$7,6 millones) compensado por un menor saldo de anticipo a proveedores (US\$0,4 millones).

Propiedades, planta y equipos-neto: Dos conceptos contrapuestos explican la disminución de este rubro en (US\$30,6 millones). 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\$18,4 millones); (ii) la incorporación de Solar Los Loros SPA y SD Andacollo (US\$13,9 millones); y (iii) las inversiones en la construcción del proyecto IEM más otras inversiones en activos fijos por US\$78,5 millones. Por otro lado, se registraron las siguientes disminuciones de esta partida: (i) la depreciación del período (US\$63,5 millones); y (ii) la baja por ajuste de deterioro de las unidades 14 y 15 (US\$78,9 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. Entre otros, se incluye una rebaja de US\$5,1 millones correspondiente a pagos de compensaciones por parte del contratista IEM.

Otros activos no corrientes: La disminución en este rubro se explica principalmente por la amortización de intangibles (US\$8,6 millones), 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\$12,6 millones), neteado con los efectos de resultado del periodo ((US\$4,0 millones). Estas disminuciones en partidas de otros activos fueron compensadas por un aumento en cuentas por cobrar a entidades relacionadas de US\$0,7 millones y un aumento en otros activos no financieros no corrientes (Proyecto Eólico Calama, US\$5,3 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución neta de US\$12,9 millones, explicada principalmente por pagos de intereses de la deuda de largo plazo de la compañía (bonos 144-A) por (US\$19,1 millones) y una disminución de la deuda bancaria de corto plazo de (US\$11,5 millones) incluyendo pagos de capital e intereses. Esto fue contrarrestado por el devengo de intereses en el semestre por US\$19,1 millones.

Otros pasivos corrientes: La disminución de esta partida se explica por (i) un aumento de US\$0,3 millones en las cuentas por pagar a entidades relacionadas, (ii) una mayor provisión de impuesto a la renta de US\$19,2 millones; y (iii) un mayor IVA débito fiscal (US\$2,6 millones). Estos incrementos se vieron compensados por una

disminución en obligaciones con el personal de US\$5,3 millones y una disminución de cuentas por pagar comerciales (US\$26,9 millones), incluyendo pagos de saldos adeudados al contratista de IEM.

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$18,3 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 la presentación de impuestos diferidos netos, en particular el efecto de impuestos diferidos del ajuste por deterioro y la incorporación de Solar Los Loros SPA.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$1,7 millones en el patrimonio atribuible a propietarios de la controladora se compone principalmente de (i) utilidades del ejercicio por US\$80,6 millones menos (ii) US\$11,5 millones correspondientes a la disminución de valorización a mercado de instrumentos derivados y menos (iii) US\$67,4 millones de pagos de dividendos. Esta última cantidad fue descontada del patrimonio y pagada durante el primer semestre.

Participaciones no controladoras: La porción de patrimonio correspondiente a participaciones no controladoras registró una disminución de US\$2,7 millones debido a los dividendos pagados y por pagar al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (US\$8,7 millones), lo que se vio parcialmente compensado con las utilidades del ejercicio por US\$6,0 millones.

ANEXO 2

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

* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Jun/18	Jun/19
EBITDA (últimos 12 meses)	322,3	473,9
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	124,7	147,9
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	11,8	19,3

Deuda Financiera	963,6	849,9
Corriente	172,5	97,0
No-Corriente	791,2	752,9
Efectivo y efectivo equivalente	133,7	102,5
Deuda financiera neta	830,0	747,4

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-18	Jun-19	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,40	1,52	9%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	0,88	1,04	18%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	121,8	147,4	21%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,62	0,61	-2%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	29,42	24,52	-17%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,40	1,79	-25%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	2,38	1,58	-34%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,0%	7,1%	43%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	4,3%	43%

*últimos 12 meses

Al 30 de junio de 2019, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,52x y 1,04x, respectivamente. Se observó un incremento del activo corriente específicamente el nivel de efectivo. Asimismo, también se observó una leve disminución en los pasivos corrientes. En consecuencia, aumentó el capital de trabajo medido como el total de activos corrientes menos el total de pasivos corrientes. La liquidez de la compañía continúa siendo fuerte por el nivel de caja disponible y su capacidad de generación de flujos de caja.

La Razón de Endeudamiento a junio de 2019, fue levemente inferior que la de diciembre 2018 por el pago de US\$10 millones de deuda de corto plazo.

La Cobertura de Gastos Financieros al cierre de junio de 2019 fue de 24,52x, menor al valor de 29,42x a diciembre de 2018. Esto se explica por el aumento en los gastos financieros ya que dejaron de capitalizarse intereses en los proyectos de construcción.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA cayó a 1,79x 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 34%, llegando a 1,58 veces, producto de los mayores niveles de EBITDA y de caja.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 7,1% y 4,3%, respectivamente, incrementándose respecto del cierre de diciembre 2018.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M19

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de junio 2019, el día **jueves 1 de agosto de 2019** a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 12:00 PM (USA-NY)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:
+56-44-208-1274 dial in 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: 10127719. La repetición estará disponible hasta el día 16 de agosto de 2019.