

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$96 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$43 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2019.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$96,3 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UN INCREMENTO DE 5% CON RESPECTO AL PRIMER TRIMESTRE DE 2018. EL INCREMENTO DE EBITDA SE EXPLICA POR LA MAYOR DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS QUE COMPENSÓ UNA MENOR DEMANDA DE CLIENTES LIBRES, MAYORES PRECIOS DE COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT Y UNA MENOR DISPONIBILIDAD DE NUESTRAS UNIDADES DE GENERACIÓN EN EL TRIMESTRE.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$343,8 en el primer trimestre de 2019, aumentando un 15% con respecto al año anterior, producto principalmente de 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 primer trimestre del año 2019 llegó a los US\$96,3 millones, un aumento de 5% 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 compensado por menor demanda de clientes libres, mayores precios de compra de energía, condiciones de despacho que afectaron a nuestras unidades y fallas operacionales en algunas de nuestras unidades.
- **La utilidad neta** del primer trimestre del año 2019 alcanzó US\$42,9 millones, un aumento de 9% con respecto al primer trimestre del año anterior.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	1T18	1T19	Var %
Total ingresos operacionales	299,1	343,8	15%
Ganancia operacional	57,9	62,2	7%
EBITDA	91,7	96,3	5%
Margen EBITDA	30,7%	28,0%	-2,7 pp
Total resultado no operacional	(1,6)	0,1	
Ganancia después de impuestos	41,7	45,6	9%
Ganancia atribuible a los controladores	39,2	42,9	9%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	2,4	2,7	11%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,037	0,041	
Ventas de energía (GWh)	2.408	2.649	10%
Generación neta de energía (GWh)	1.414	888	-37%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	929	1.729	86%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	215	122	-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 marzo de 2019, mantenía un 8% de la capacidad de generación instalada del SEN. La firma provee electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales y también cubre las necesidades de suministro de electricidad de 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
HECHOS POSTERIORES.....	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2019.....	3
ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS	4
ANTECEDENTES GENERALES	4
Costos Marginales SEN.....	4
Precios de Combustibles	5
Generación	6
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	8
Primer trimestre de 2019 comparado con el cuarto trimestre de 2018 y primer trimestre de 2018.....	8
Ingresos operacionales	8
Costos operacionales.....	9
Margen Eléctrico.....	10
Resultado operacional	11
Resultados financieros	11
Ganancia neta.....	12
Liquidez y recursos de capital	12
Flujos de caja provenientes de la operación.....	13
Flujos de caja usados en actividades de inversión	13
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	13
Obligaciones contractuales.....	14
Política de dividendos	14
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	15
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	15
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	16
Riesgo de tasa de interés	16
Riesgo de crédito.....	16
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de MARZO DE 2019.....	18
ANEXO 1	19
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	19
Ventas Físicas	19
Estados de Resultados Trimestrales	20
Balance	21
Principales Variaciones del Balance General	22
ANEXO 2	24
INDICADORES FINANCIEROS.....	24
CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M19	25

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En 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.
- A partir del 1 de enero de 2019 y hasta su vencimiento en 2032, 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. Este contrato, por un plazo 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. Dado que aún no se encuentra 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 (~10GWh). 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.

ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS

Al 31 de marzo de 2019 se tiene que:

- i. Infraestructura Energética Mejillones: Este proyecto de carbón pulverizado de 375 MW de potencia bruta se encuentra en su etapa de comisionamiento. La sincronización de la planta se realizó con éxito el 29 de octubre de 2018 y actualmente, se encuentra realizando sus pruebas de confiabilidad, al término de las cuales se solicitará su declaración de entrada en operación comercial al Coordinador Eléctrico Nacional. Durante el primer trimestre de 2019, la planta entregó 206 GWh de energía al sistema eléctrico nacional. El proyecto tiene una inversión total estimada de US\$896 millones. El contratista principal bajo modalidad llave en mano es S.K. Engineering and Construction (Corea, “SKEC”). Los principales sub-contratistas de SKEC fueron Salfa, para obras civiles y montaje mecánico, y Belfi para obras marítimas.
- ii. Puerto Andino: Su construcción estuvo a cargo de Belfi, con una inversión de US\$122 millones. El proyecto inició sus pruebas el 22 de diciembre de 2017 con la llegada del primer buque con carbón y desde entonces ha descargado 32 embarques con un total de 1.993.399 toneladas de carbón y 128.837 toneladas de caliza. Cabe destacar la exitosa descarga de tres naves del tipo Capesize con 160.000 toneladas cada una.

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.

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

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

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Los costos marginales en el Norte Grande han estado relativamente más bajos, en tanto en la zona centro sur los costos marginales han estado más altos debido a la escasez hídrica. Por otra parte, la creciente participación de energía renovable, tanto la generada en el Norte Grande como la importada desde el Norte Chico a través de la interconexión, ha implicado que en ciertos momentos todas las unidades de generación convencional despachadas lo hayan hecho operando en sus mínimos técnicos. Como por normativa las unidades operando en mínimo técnico no pueden marcar el costo marginal, durante el año se han registrado situaciones con costo marginal cero en el nudo Crucero.

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. La prorrata de EECL en 2019 fue de US\$5,5 millones, de los cuales aproximadamente un 60% 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			71,9			2,80			81,8		
May	70,1			77,1			2,80			89,5		
June	67,8			74,4			2,97			96,4		
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. La caída de precios resulta mucho más notoria en

comparación con el último trimestre 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)

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	
	GWh	% of total
Carbón	2.878	66%
GNL	810	19%
Diesel / Petróleo pesado	4	0%
Renovable	670	15%
Total generación bruta N-SEN	4.362	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2019, la generación bruta del sistema tuvo una disminución de 11,1% con respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a dos factores: (i) el invierno altioplánico que provocó una menor demanda de mineras las cuales se vieron en la necesidad de detener sus faenas debido al temporal de lluvias que azotó al norte del país; y (ii) el proceso de modernización de algunas fundiciones (Chuquicamata) para cumplir con la normativa de captura de gases que emiten en sus procesos industriales, lo que ha significado el cierre temporal de las fundiciones hasta cumplir con las mejoras. El mix de generación muestra una disminución de la generación con carbón, y un incremento del gas, con una mayor contribución de la energía renovable, desplazando la contribución de diésel/petróleo.

Durante todo el periodo se ha observado un aumento de flujos de energía a través de la interconexión, lo que ha contribuido a la disminución en la generación con carbón en la zona norte del país. Cabe notar que la demanda máxima del primer trimestre fue de 2.877 MW, superior a la demanda máxima del 1T18 que fue de 2.820 MW.

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

Generación por Empresa (en GWh)

2018

<u>Empresa</u>	<u>1T 2018</u>		<u>2T 2018</u>		<u>3T 2018</u>		<u>4T 2018</u>		<u>12M 2018</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>
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

<u>Empresa</u>	<u>1T 2019</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>
AES Gener	2.094	48%
EECL (con CTH al 100%)	966	22%
Enel Generación	249	6%
Otros	1.054	24%
Total generación bruta N-SEN	4.362	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Durante el primer trimestre de 2019, EECL disminuyó su generación en un 37% en comparación con igual periodo del año anterior, representando el 22% de la generación de la zona norte del SEN. Este trimestre se sigue observando una importante contribución de otros actores, representando un 24% de la generación total de la zona norte del SEN.

En lo concerniente a mantenimientos mayores programadas, la U16, que estaba en mantención desde enero de 2019, entró en operaciones el 8 de febrero de 2019 (28 días); en tanto CTA/CTH/CTM1/CTM2/CTM3/U14/U15 estuvieron limitadas a mínimo técnico y/o indisponibles durante algunos periodos en este primer trimestre.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

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

Resultados de las operaciones

Primer trimestre de 2019 comparado con el cuarto trimestre de 2018 y primer trimestre de 2018

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T 2018		4T 2018		1T 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.....	173,6	62%	180,7	65%	163,0	52%	-10%	-6%
Ventas a clientes regulados.....	102,5	37%	96,3	35%	150,6	48%	56%	47%
Ventas al mercado spot.....	2,1	1%	1,1	0%	1,6	0%	41%	-26%
Total ingresos por venta de energía y potencia	278,3	93%	278,1	86%	315,1	92%	13%	13%
Ventas de gas.....	3,4	1%	4,6	1%	4,1	1%	-12%	20%
Otros ingresos operacionales.....	17,5	6%	41,9	13%	24,6	7%	-41%	41%
Total ingresos operacionales.....	299,1	100%	324,6	100%	343,8	100%	6%	15%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.485	62%	1.609	66%	1.423	54%	-12%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	915	38%	811	34%	1.220	46%	50%	33%
Ventas de energía al mercado spot.....	8	0%	-	0%	6	0%	n.a	-21%
Total ventas de energía.....	2.408	100%	2.420	100%	2.649	100%	9%	10%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	117,7		113,0		115,2		2%	-2%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	105,2		118,7		123,4		4%	17%

(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 trimestre de 2019, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$315,1 millones, aumentando un 13% (US\$37 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, hubo una menor venta a clientes libres asociada al invierno altiplánico y a la paralización de fundiciones para realizar trabajos que permitan cumplir con la normativa ambiental de captura de gases que emiten en sus procesos industriales. Se observa una disminución de demanda de clientes como Chuquicamata y El Abra. 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 806 GWh este trimestre, un incremento de 365 GWh con respecto al primer trimestre de 2018.

En términos interanuales, se observa una menor venta a clientes libres asociada principalmente a una menor demanda de Codelco, compensada por un aumento de demanda de clientes tales como El Abra, Zaldívar y Lomas Bayas, entre otros.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este primer trimestre a los US\$150,6 millones, con un alza significativa en comparación con los trimestres anteriores, 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\$105 millones de dólares este trimestre.

En el primer trimestre de 2019, las ventas físicas al mercado spot alcanzaron los 6 GWh, disminuyendo con respecto al primer y al último trimestre del año anterior.

Durante el primer trimestre, las ventas de gas no fueron relevantes, siendo similares respecto a periodos anteriores. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión, que a partir de 2018 consideran el cargo único, partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.) y venta de combustibles a terceros.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	1T 2018		4T 2018		1T 2019		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(91,9)	38%	(54,8)	21%	(66,5)	24%	21%	-28%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(57,8)	24%	(95,1)	36%	(122,9)	44%	29%	113%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(32,8)	14%	(35,0)	13%	(33,2)	12%	-5%	1%
Otros costos directos de la operación	(51,1)	21%	(68,1)	26%	(52,9)	19%	-22%	4%
Total costos directos de ventas.....	(233,6)	97%	(252,9)	96%	(275,5)	98%	9%	18%
Gastos de administración y ventas.....	(9,2)	4%	(10,3)	4%	(9,0)	3%	-12%	-2%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,0)	0%	(1,3)	0%	(0,9)	0%	-31%	-8%
Otros ingresos/costos de la operación...	2,6	-1%	0,9	0%	3,9	-1%		
Total costos de la operación.....	(241,2)	100%	(263,6)	100%	(281,5)	100%	7%	17%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.167	76%	759	71%	594	62%	-22%	-49%
Gas.....	347	23%	284	27%	356	37%	25%	3%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	2	0%	4	0%	2	0%	-62%	-24%
Hidro/Solar.....	20	1%	16	1%	14	1%	-10%	-30%
Total generación bruta.....	1.536	100%	1.063	100%	965	100%	-9%	-37%
Menos Consumos propios.....	(123)	-8%	(89)	-8%	(78)	-8%	-13%	-37%
Total generación neta.....	1.414	55%	974	40%	888	34%	-9%	-37%
Compras de energía en el mercado spot.....	929	36%	1.221	50%	1.729	66%	42%	86%
Compras de energía bajo contrato	215		253		122	n.a	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.558	100%	2.449	100%	2.617	100%	7%	2%

La generación bruta de electricidad disminuyó un 37% con respecto al mismo trimestre del año anterior, por razones de despacho y debido a las mantenciones y fallas de unidades. En cuanto al mix de generación, la generación a gas tuvo un mayor peso relativo, por su mayor flexibilidad para enfrentar la intermitencia de la generación renovable.

En el 1T19, el ítem de costo de combustibles fue superior al del trimestre inmediatamente anterior debido al uso de inventarios de carbón y gas adquiridos a precios más altos, así como también por el gran número de partidas (ciclaje) de unidades termoelectricas que se produjo en este periodo, que se tradujo en mayores costos por el uso de petróleo diésel. Estos mayores costos fueron compensados en parte por la disminución en el nivel de

generación. En la comparación interanual, este ítem registró una caída de 28%, disminuyendo US\$25,4 millones, debido al menor nivel de generación.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$27,8 millones (29%) con respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por mayores volúmenes y precios de la energía comprada en el mercado spot. El mayor volumen de compras se explica por razones de despacho e indisponibilidad de algunas unidades, así como también por la necesidad de satisfacer el incremento de demanda del contrato con las distribuidoras de la zona centro sur del SEN en tanto no se encuentre en operaciones el último tramo de la línea Cardones-Polpaico de Interchile. 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 primer trimestre de 2019, este contrato se suministró con contratos de respaldo con otros operadores del sistema (122 GWh) y con compras al mercado spot (684 GWh). Ambos tipos de compra están incluidos en la misma partida contable.

En tanto el costo de compra al mercado spot se ha visto afectado especialmente en la zona centro – sur por la escasez hídrica del periodo lo que se traduce en mayores costos marginales, 63 US\$/MWh promedio en el 1T19 vs. 59 US\$/MWh promedio en el 1T18 en las barras Charrúa y Alto Jahuel.

En este trimestre, el costo de la depreciación (excluyendo la depreciación en el ítem de gastos de administración y ventas) se mantuvo en niveles similares a los del trimestre anterior.

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), se mantuvieron en niveles similares a los del trimestre anterior y los del primer 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\$1,8 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

2018

	<u>1T18</u>	<u>2T18</u>	<u>3T18</u>	<u>4T18</u>	<u>12M18</u>	<u>1T19</u>
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	278,3	284,9	280,3	278,1	1.121,6	315,1
Costo de combustible.....	(91,9)	(92,0)	(81,3)	(54,8)	(320,0)	(66,5)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(57,8)	(70,3)	(78,3)	(95,1)	(301,5)	(122,9)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	128,5	122,6	120,7	128,2	500,1	125,7
<i>Margen eléctrico</i>	46%	43%	43%	46%	45%	40%

En el primer trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una leve disminución de US\$2,5 millones con respecto al primer trimestre del año anterior, disminuyendo en términos porcentuales a 40%. Por una parte, los menores ingresos en el segmento de clientes libres fueron compensados por mayores ingresos en el segmento de clientes regulados, lo que se tradujo en un aumento de US\$36,8 millones en ingresos. Por otra parte, si bien se registró un menor costo de combustibles (+US\$25,4 millones) por la menor generación propia, hubo un mayor costo de compras de energía en el mercado spot (US\$65,1 millones) debido a mayores volúmenes y precios promedio. Los costos de compra de potencia de suficiencia también fueron mayores en este trimestre debido a las mayores provisiones de demanda bajo el contrato con distribuidoras en la zona centro-

sur. En definitiva, junto con el aumento de los ingresos, se pudo observar un aumento en el costo promedio de la energía suministrada, lo que se tradujo en la caída del margen eléctrico.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	1T 2018		4T 2018		1T 2019		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	299,1	100%	324,6	100%	343,8	100%	6%	15%
Total costo de ventas	(233,6)	-78%	(252,9)	-78%	(275,5)	-80%	9%	18%
Ganancia bruta	65,5	22%	71,7	22%	68,3	20%	-5%	4%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(7,6)	-3%	(10,7)	-3%	(6,0)	-2%	-44%	-20%
Ganancia Operacional	57,9	19%	61,0	19%	62,2	18%	2%	7%
Depreciación y amortización.....	33,8	11%	36,2	11%	34,1	10%	-6%	1%
EBITDA	91,7	30,7%	97,3	30,0%	96,3	28,0%	-1%	5%

El EBITDA del primer trimestre de 2019 llegó a US\$96,3 millones, un aumento de US\$4,6 millones respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a un incremento en otros ingresos que compensaron el menor margen eléctrico anteriormente mencionado.

La comparación con el trimestre inmediatamente anterior muestra una leve disminución de EBITDA de US\$1 millón, producto del menor margen eléctrico anteriormente explicado.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	1T 2018		4T 2018		1T 2019		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	1,2	0%	1,2	0%	1,2	0%	4%	3%
Gastos financieros.....	(2,8)	-1%	(3,4)	-1%	(3,2)	-1%	-6%	14%
Diferencia de cambio.....	(0,1)	0%	(1,7)	-1%	1,1	0%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,1	0%	(13,2)	-4%	0,9	0%		
Total resultado no operacional	(1,6)	-1%	(17,1)	-6%	0,1	0%		
Ganancia antes de impuesto.....	56,4	21%	43,9	14%	62,4	20%	42%	11%
Impuesto a las ganancias.....	(14,7)	-5%	(11,8)	-4%	(16,8)	-6%	43%	14%
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	41,7	15%	32,2	11%	45,6	15%	42%	9%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	39,2	14%	30,1	10%	42,9	14%	43%	9%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	2,4	1%	2,1	1%	2,7	1%	27%	11%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	39,2	14%	30,1	10%	42,9	14%	43%	9%
Ganancia por acción	0,037	0%	0,029	0%	0,041	0%		

El gasto financiero se mantuvo en niveles similares a los del 1T18 y el trimestre inmediatamente anterior.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$1,1 millones en el 1T19 producto de una ligera tendencia a la apreciación 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 resultado operacional (EBITDA) de la compañía.

Los otros ingresos no operacionales netos de este primer trimestre aumentaron respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre del año anterior, ya que en este trimestre se incluye un recuperó parcial de seguros de la U16 por un total de US\$2 millones.

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 trimestre de 2019, el resultado neto después de impuestos registró una utilidad de US\$42,9 millones, superior al resultado del trimestre anterior +43%, debido a que este último fue afectado negativamente por gastos no operacionales, no recurrentes (bajas de activos por US\$12 millones). El resultado del 4T18, sin los efectos no recurrentes, hubiese sido una utilidad de US\$39,8 millones, en tanto el resultado del 1T19 sin los efectos no recurrentes, (recuperó parcial siniestro U16), es de US\$41,5 millones lo que representa un alza de 4,3% en comparación con el 4T18.

La comparación con el mismo trimestre del año anterior resulta en un aumento de resultado neto de US\$3,7 millones (9%). En el 1T18 no hubo efectos no recurrentes

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de marzo de 2019, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$113,7 millones en forma consolidada además de contar con disponibilidades bajo líneas bancarias comprometidas por US\$100 millones. Cabe notar que la compañía solicitó la cancelación de estas líneas bancarias a partir del 8 de abril de 2019. Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$840 millones¹, de los cuales US\$90 millones tienen vencimientos menores a un año.

Información a marzo 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	68,4	69,1
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(86,2)	(13,3)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(2,2)	(4,0)
Cambio en el efectivo	<u>(20,0)</u>	<u>51,9</u>

⁽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 la operación de leasing financiero correspondiente al contrato de peaje de transmisión con TEN.

Flujos de caja provenientes de la operación

En 2019, la compañía generó US\$81,2 millones de flujos de caja operacionales, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$11 millones) y de pagos de intereses (US\$1,1 millones) alcanzaron los US\$69,1 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\$20,2 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 2019, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$13,3 millones, principalmente por la inversión en Infraestructura Energética Mejillones (US\$28 millones) y mantenimientos mayores de centrales y activos de transmisión (US\$6,3 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\$84,7 millones y US\$35,5 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

CAPEX	<u>2018</u>	<u>2019</u>
CTA	-	-
CTA (Nuevo Puerto).....	2,4	0,2
CTH	-	-
IEM.....	80,6	28,0
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	0,1	3,2
Mejoras Medioambientales	-	0,2
Planta solar.....	-	-
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	1,1	3,1
Otros.....	0,5	0,8
Total inversión en activos fijos	<u>84,7</u>	<u>35,5</u>

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

El principal flujo relacionado con actividades financieras durante el primer trimestre de 2019 fue el pago de dividendos por un total de US\$4 millones al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH). 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.

Obligaciones contractuales

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

Obligaciones Contractuales al 31/03/19					
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)					
	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	90,0	90,0	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	400,0	-	350,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	58,5	1,2	2,7	3,3	51,3
Costo financiero diferido.....	(14,6)	-	(8,3)	(4,0)	(2,3)
Intereses devengados.....	8,5	8,5	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	0,3	0,3	-	-	-
Total	892,7	100,0	394,4	(0,7)	399,0

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 31 de marzo de 2019 la compañía tenía tres créditos vigentes: uno por US\$40 millones con Scotiabank con vencimiento a fines de junio de 2019, uno por US\$10 millones con Banco Estado que fue pagado a su vencimiento el 5 de abril de 2019, y uno por US\$40 millones con Banco Estado con vencimiento en julio de 2019.

La deuda de corto plazo alcanzó un máximo de US\$150 millones en abril de 2018, cayendo a US\$90 millones a fines de marzo 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.

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

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 31 de marzo 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 marzo 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\$)	2,856% p.a.	90,0	-	-	-	-	90,0
Total		90,0	-	400,0	-	350,0	840,0

Riesgo de crédito

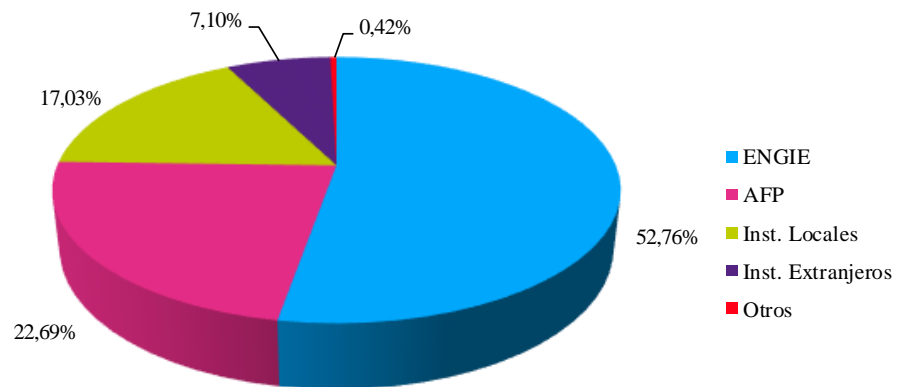
Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros clientes son grandes compañías

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.

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 MARZO DE 2019

N° de accionistas: 1.785



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>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.485	1.552	1.584	1.609	6.230	1.423
Ventas de energía a clientes regulados	915	871	876	811	3.473	1.220
Ventas de energía al mercado spot	8	7	11	-	25	6
Total ventas de energía.....	2.408	2.430	2.471	2.420	9.729	2.649
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	1.167	1.001	1.135	759	4.063	594
Gas.....	347	391	313	284	1.334	356
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	2	3	2	4	11	2
Hidro/ Solar.....	20	14	15	16	66	14
Total generación bruta.....	1.536	1.410	1.465	1.063	5.474	965
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(123)	(110)	(120)	(89)	(441)	(78)
Total generación neta.....	1.414	1.301	1.345	974	5.033	888
Compras de energía en el mercado spot	929	942	917	1.221	4.009	1.729
Compras de energía bajo contrato (GWh)	215	204	208	253	880	122
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.558	2.447	2.469	2.449	9.922	2.617

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	1T18	2T18	3T18	4T18	2018	1T19
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	102,5	99,3	100,5	96,3	398,7	150,6
Ventas a clientes no regulados.....	173,6	184,3	174,1	180,7	712,7	163,0
Ventas al mercado spot y ajustes.....	2,1	1,3	5,6	1,1	10,2	1,6
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	278,3	284,9	280,3	278,1	1.121,6	315,1
Ventas de gas.....	3,4	1,6	34,8	4,6	44,4	4,1
Otros ingresos operacionales.....	17,5	17,8	32,2	41,9	109,3	24,6
Total ingresos operacionales.....	299,1	304,3	347,3	324,6	1.275,3	343,8
Costos de la operación						
Combustibles.....	(91,9)	(92,0)	(81,3)	(54,8)	(320,0)	(66,5)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(57,8)	(70,3)	(78,3)	(95,1)	(301,5)	(122,9)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(32,8)	(32,1)	(33,7)	(35,0)	(133,5)	(33,2)
Otros costos directos de la operación	(51,1)	(41,2)	(90,4)	(68,1)	(250,8)	(52,9)
Total costos directos de ventas.....	(233,6)	(235,6)	(283,7)	(252,9)	(1.005,8)	(275,5)
Gastos de administración y ventas.....	(9,2)	(8,4)	(9,4)	(10,3)	(37,3)	(9,0)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(1,0)	(0,9)	(1,0)	(1,3)	(4,2)	(0,9)
Otros ingresos de la operación.....	2,6	2,6	3,9	0,9	10,0	3,9
Total costos de la operación.....	(241,2)	(242,3)	(290,2)	(263,6)	(1.037,3)	(281,5)
Ganancia operacional.....	57,9	62,0	57,1	61,0	238,0	62,2
EBITDA.....	91,7	95,0	91,8	97,3	375,7	96,3
Ingresos financieros.....	1,2	1,8	1,6	1,2	5,8	1,2
Gastos financieros.....	(2,8)	(2,3)	(4,3)	(3,4)	(12,8)	(3,2)
Diferencia de cambio.....	(0,1)	(1,5)	1,0	(1,7)	(2,3)	1,1
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
Total resultado no operacional	(1,6)	(68,2)	(1,6)	(17,1)	(88,4)	0,1
Ganancia antes de impuesto.....	56,4	(6,2)	55,5	43,9	149,6	62,4
Impuesto a las ganancias.....	(14,7)	3,4	(15,3)	(11,8)	(38,3)	(16,8)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	41,7	(2,9)	40,3	32,2	111,2	45,6
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	39,2	(4,0)	37,3	30,1	102,6	42,9
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	2,4	1,1	3,0	2,1	8,6	2,7
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	39,2	(4,0)	37,3	30,1	102,6	42,9
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,037	(0,004)	0,035	0,029	0,097	0,041

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

	2018	2019
	Diciembre	Marzo
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	61,5	113,7
Otros activos financieros corrientes	-	-
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	187,9	178,4
Impuestos por recuperar	10,2	11,2
Inventarios corrientes	158,9	148,5
Otros activos no financieros corrientes	9,1	16,3
Total activos corrientes	427,6	468,2
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.635,7	2.630,7
Otros activos no corrientes	399,4	393,1
TOTAL ACTIVO	3.462,7	3.492,0
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	111,0	100,0
Otros pasivos corrientes	194,7	210,2
Total pasivos corrientes	305,8	310,2
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	792,2	792,7
Otros pasivos de largo plazo	226,7	227,3
Total pasivos no corrientes	1.018,9	1.020,0
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.069,8	2.095,0
Participaciones no controladoras	68,2	66,9
Patrimonio	2.128,0	2.161,9
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.462,7	3.492,0

(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 marzo de 2019 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Se aprecia un aumento de US\$52,2 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) que permitieron financiar con holgura pagos de primas de seguros (US\$9,4 millones), impuestos (US\$11 millones), e intereses (US\$20,2 millones), entre otros usos de fondos. Los saldos de efectivo fueron invertidos en depósitos a plazo con bancos de la plaza.

Deudores comerciales y cuentas por cobrar: La disminución de US\$9,5 millones se compone de cambios en dos cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar registraron un aumento de US\$15,3 millones fundamentalmente por el mayor volumen de negocios, tanto por los nuevos contratos con distribuidoras como por el incremento de transacciones de compra y venta de energía y potencia a raíz del mayor número de operadores y la interconexión de los sistemas. Cabe notar que el rezago en la publicación de precios de nudo promedio por parte de la autoridad da origen a diferencias temporales entre los valores efectivamente facturados a compañías distribuidoras y los valores que correspondería cobrar de acuerdo a los contratos. Estas diferencias, que pueden ser a favor o en contra de las compañías generadoras, son reliquidadas en futuras facturaciones una vez publicados los decretos de precio correspondientes. En este trimestre estos diferenciales explican gran parte del aumento en cuentas comerciales por cobrar. Por otra parte, se registró una disminución de US\$24,9 millones en las cuentas por cobrar a compañías relacionadas debido al pago recibido en enero desde TEN (US\$21,6) y pagos por parte de Engie GAS (US\$2,4 millones).

Inventarios corrientes: La disminución de US\$10,4 millones en los inventarios es producto de una disminución de inventarios de combustibles (carbón, US\$5,1 millones; GNL, US\$2,3 millones y cal hidratada, US\$1,9 millones) además de una disminución del inventario de repuestos (US\$1,6 millones).

Otros activos no financieros corriente: Se aprecia un aumento de US\$7,2 millones en el saldo, debido principalmente al pago anticipado de primas de seguros (US\$9,4 millones) compensado por menor IVA crédito fiscal (US\$1,7 millones).

Propiedades, planta y equipos-neto: Dos conceptos contrapuestos explican la disminución de este rubro en (US\$5 millones). Por un lado, las inversiones en la construcción de proyecto IEM y otras inversiones en activos fijos por US\$24,7 millones, y por otro, la depreciación del período (US\$29,8 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.

Otros activos no corrientes: La disminución en este rubro se explica principalmente por la amortización de intangibles (US\$4,3 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\$3,5 millones). Estas disminuciones en partidas de otros activos fueron compensadas levemente por un aumento en cuentas por cobrar a entidades relacionadas por US\$0,7 millones.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución neta de US\$11 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 de la deuda bancaria de corto plazo por (US\$1,0 millón). Esto fue contrarrestado por el devengo de intereses en el trimestre por US\$9,6 millones.

Otros pasivos corrientes: El aumento de esta partida se explica por (i) un aumento de US\$7,1 millones en las cuentas por pagar a entidades relacionadas, asociada principalmente a la provisión de pago de dividendos a los accionistas; (ii) una mayor provisión de impuesto a la renta de US\$10,5 millones; y (iii) un mayor IVA débito fiscal

(US\$2,9 millones). Estos incrementos se vieron compensados por una disminución en obligaciones con el personal de US\$3,4 millones y una disminución de cuentas por pagar comerciales (US\$1,1 millones).

Deuda financiera de largo plazo: Esta partida no presenta desviaciones significativas respecto al cierre del 2018.

Otros pasivos de largo plazo: Esta partida no presenta desviaciones significativas respecto al cierre del 2018.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$25,2 millones en el patrimonio atribuible a propietarios de la controladora se compone principalmente de (i) utilidades del ejercicio por US\$42,9 millones menos (ii) US\$4,8 millones correspondientes a la disminución de valorización a mercado de instrumentos derivados y menos (iii) US\$12,9 millones de provisión de dividendos hasta completar el 30% de la utilidad líquida del ejercicio. Esta última cantidad fue descontada del patrimonio e incluida en la partida de cuentas por pagar a entidades relacionadas, en la parte correspondiente al accionista controlador, y en otras cuentas por pagar por la proporción pagadera a otros accionistas de la compañía.

Participaciones no controladoras: La porción de patrimonio correspondiente a participaciones no controladoras registró una disminución de US\$1,3 millones debido a los pagos de dividendos y repartos de utilidades al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (US\$4,0 millones), lo que se vio parcialmente compensado con las utilidades del ejercicio por US\$2,7 millones.

ANEXO 2

	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19
EBITDA*	91,7	95,0	91,8	97,3	96,3
Ganancia atribuible a la controladora	39,2	(4,0)	37,3	30,1	42,9
Gastos Financieros	2,8	2,3	4,3	3,4	3,2
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio					
	Mar/18				Mar/19
EBITDA (últimos 12 meses)	301,8				380,3
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	121,0				106,3
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	9,9				13,2
Deuda Financiera	900,6				892,7
Corriente	109,9				100,0
No-Corriente	790,7				792,7
Efectivo y efectivo equivalente	59,1				113,7
Deuda financiera neta	841,5				779,0

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-18	Mar-19	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,40	1,51	8%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	0,88	1,03	17%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	121,8	158,0	30%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,62	0,62	-1%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	29,42	28,90	-2%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,40	2,35	-2%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	2,38	2,20	-8%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,0%	5,1%	1%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	3,0%	1%

*últimos 12 meses

Al 31 de marzo de 2019, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,51x y 1,03x, 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 marzo de 2019, se mantuvo al mismo nivel de diciembre 2018.

La Cobertura de Gastos Financieros al cierre de marzo de 2019 fue de 28,90x, menor al valor de 29,42x a diciembre de 2018. Esto se explica por un leve aumento en los gastos financieros.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA cae a 2,34x producto principalmente del mayor EBITDA de la compañía y una disminución de su deuda financiera. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste disminuyó un 8%, llegando a 2,20 veces, producto de los mayores niveles de EBITDA y de caja.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 5,1% y 3,0%, respectivamente, manteniéndose al mismo nivel del cierre de diciembre 2018.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M19

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de marzo 2019, el día **martes 7 de mayo 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 previos a 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 mayo de 2019.