

**ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$91,7 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$39,2 MILLONES EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2018.**

EL INCREMENTO DE EBITDA SE EXPLICA POR LA ENTRADA EN VIGENCIA DEL CONTRATO CON COMPAÑÍAS DISTRIBUIDORAS DE LA ZONA CENTRAL DEL SEN (EX SIC). ES ASÍ QUE LA COMPAÑÍA COMENZÓ A ENTREGAR ENERGÍA, POR UN PLAZO DE 15 AÑOS, POR UN TOTAL DE HASTA 5.040 GWH ANUALES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$301,8 millones en el primer trimestre de 2018, aumentando 17% en comparación con igual trimestre del año anterior. El incremento se debió principalmente al inicio del contrato con las distribuidoras de la zona centro del SEN a partir del 1 de enero de 2018.
- **El EBITDA del primer trimestre de 2018** llegó a los US\$91,7 millones, un aumento de 39% en comparación con el primer trimestre del año anterior, producto principalmente de mayores ventas de energía en el segmento de clientes regulados asociadas a la demanda de las compañías distribuidoras del centro del SEN.
- **La utilidad neta** del primer trimestre de 2018 alcanzó US\$39,2 millones, duplicando los resultados del primer trimestre de 2017.

**Resumen de resultados (En millones de US\$)**

	1T17	1T18	Var %
<b>Total ingresos operacionales</b>	<b>258,8</b>	<b>301,8</b>	<b>17%</b>
Ganancia operacional	32,6	57,9	78%
<b>EBITDA</b>	<b>66,0</b>	<b>91,7</b>	<b>39%</b>
Margen EBITDA	25,5%	30,4%	+4,0 pp
Total resultado no operacional	(2,9)	(1,6)	
Ganancia después de impuestos	22,2	41,7	87%
<b>Ganancia atribuible a los controladores</b>	<b>19,7</b>	<b>39,2</b>	<b>100%</b>
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	2,6	2,4	-6%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,019	0,037	
Ventas de energía (GWh)	2.164	2.408	11%
Generación neta de energía (GWh)	1.419	1.414	0%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	821	929	13%
Compras de energía contrato puente (GWh)	-	215	n,a
Costo marginal promedio (US\$/MWh)	59,5	-	-100%

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 2018, mantenía un 8,3% 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 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-energia.cl](http://www.engie-energia.cl)

## Índice

HECHOS DESTACADOS .....	3
HECHOS POSTERIORES AL CIERRE DEL EJERCICIO .....	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2018 .....	3
ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS .....	4
ANTECEDENTES GENERALES .....	4
Costos Marginales SEN .....	5
Precios de Combustibles .....	5
Generación .....	6
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS .....	8
Primer trimestre de 2018 comparado con el cuarto trimestre de 2017 y primer trimestre de 2017 .....	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 .....	12
Flujos de caja usados en actividades de inversión .....	13
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento .....	13
Obligaciones contractuales .....	13
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 2018 .....	17
ANEXO 1 .....	18
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS .....	18
Ventas Físicas .....	18
Estados de Resultados Trimestrales .....	19
Balance 20 .....	19
Principales Variaciones del Balance General .....	20
ANEXO 2 .....	22
INFORMACIÓN FINANCIERA .....	22
INDICADORES FINANCIEROS .....	22
CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M18 .....	23

## HECHOS DESTACADOS

### HECHOS POSTERIORES AL CIERRE DEL EJERCICIO

- Con fecha 2 de abril en un Hecho Esencial enviado a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ENGIE Energía Chile (EECL) anunció la firma de un acuerdo con algunos de sus principales clientes que involucra la extensión de importantes contratos de energía, cuyo suministro provendrá de fuentes de energía renovable.

EECL comunicó que las empresas con las que ha alcanzado acuerdo son: Codelco, para el contrato vigente por 200 MW, que incluye una extensión para el período 2025 a 2035; Complejo Metalúrgico Altonorte S.A., para el contrato vigente por 50 MW, que incluye una extensión para el período 2033 a 2037 y Compañía Minera Lomas Bayas, para el contrato vigente por 50 MW que incluye una extensión para el período 2028 a 2038 (estas dos últimas, filiales de Glencore). A estos tres contratos se agrega el acuerdo vigente por 110 MW con minera El Abra, que fue modificado anteriormente y que comenzó a regir en enero de este año. Los acuerdos contemplan un cambio en la indexación de las tarifas por lo que, a partir de 2021, los precios de la energía serán ajustados periódicamente por el índice CPI, dejando atrás la indexación al precio del carbón.

En el marco del plan transformación que lleva adelante EECL, además de la descarbonización de los contratos, la empresa ha solicitado a la Comisión Nacional de Energía iniciar el proceso de cierre de las Unidades 12 y 13, de 85 MW de potencia bruta cada una, que forman parte de la Central Térmica Tocopilla. Con esta solicitud, que debiera concretarse según sea determinado por la autoridad, la compañía está dando un paso concreto y decidido para la salida gradual del carbón de su matriz de generación, privilegiando la reconversión de su portafolio hacia uno renovable, con la utilización de tecnologías tales como solar y eólica.

- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 24 de abril de 2018, se adoptaron los siguientes acuerdos:
  - a. Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2017 la cantidad de US\$30.424.756, correspondiendo a un dividendo de US\$0,028884908 por acción, pagadero el día 22 de mayo de 2018, 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 Deloitte Auditores y Consultores Limitada.
  - 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 2018

- Con fecha 1 de enero 2018 entró en vigencia el contrato con compañías distribuidoras de la zona central del SEN (ex SIC). Es así que la compañía comenzó a entregar energía, por un plazo de 15 años, por un total de hasta 5.040 GWh anuales, con base 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 no se espera que la interconexión entre SING y el SIC opere a capacidad plena en 2018 por el retraso en la entrada de operaciones del segmento sur de ésta, ENGIE Energía Chile ha firmado una serie de contratos PPA tipo “puente” con compañías generadoras con la finalidad de cubrir cerca del 60% de la energía demandada bajo el contrato entre el inicio del PPA con distribuidoras y la puesta en marcha del segmento sur de la interconexión.
- El Coordinador Eléctrico Nacional –CEN- declaró, con fecha 11 de enero de 2018, que el proyecto “Sistema de Transmisión 2x500 kV Mejillones – Cardones” de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN), entró en

**operación el 24 de noviembre de 2017**, quedando, por tanto, conformado el Sistema Eléctrico Nacional a contar de dicha fecha.

- El Coordinador Eléctrico Nacional – CEN- con fecha 26 de enero del 2018, dio a conocer su **propuesta de expansión para el sistema de transmisión eléctrico** correspondiente al año 2018, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 20.936/2016. La propuesta está compuesta por 48 proyectos que totalizan cerca de US\$1.678 millones de inversión. Del total de obras, diez corresponden al desarrollo del sistema de transmisión nacional (US\$ 1.465 millones), y treinta y ocho a iniciativas de transmisión zonal (US\$ 213 millones).

## ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS

Al 31 de marzo de 2018 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, habiéndose realizado el primer encendido de caldera el día 13 de febrero. El contratista principal bajo modalidad llave en mano es S.K. Engineering and Construction (Corea, “SKEC”). Los principales sub-contratistas de SKEC son Salfa para obras civiles y montaje mecánico, y Belfi para obras marítimas. Se espera que esta planta entre en operaciones en el tercer trimestre de 2018, con una inversión estimada de US\$896 millones (sin el puerto), de la que al 31 de marzo de 2018 se había desembolsado un total de US\$764 millones incluyendo intereses activados en el proyecto. A esa misma fecha, el proyecto presentaba un grado de avance general del orden del 95,4%.
- ii. Nuevo puerto: Su construcción está a cargo de Belfi, con una inversión estimada de US\$122 millones, de los cuales se han desembolsado un total de US\$118,4 millones incluyendo intereses. El proyecto presentaba un grado de avance general del orden del 98,12% e inició pruebas el 22 de diciembre de 2017 con la llegada del primer buque con carbón. Durante las pruebas se verificó el buen funcionamiento de los equipos.
- iii. TEN: El 24 de noviembre de 2017 finalizó con éxito la construcción del proyecto TEN, dando inicio a la interconexión eléctrica en Chile. Este proyecto se encuentra bajo control conjunto con Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación de España. El proyecto fue entregado antes de la fecha comprometida con la autoridad y consideró una inversión en activos fijos del orden de US\$770 millones, la que se ajustó a presupuesto. Para financiar el proyecto, en diciembre de 2016, la compañía cerró exitosamente un financiamiento bancario de largo plazo del tipo “Project Finance” con diez instituciones financieras nacionales e internacionales.

En su extremo sur, el proyecto TEN se conecta al sistema de transmisión nacional en la subestación Nueva Cardones del proyecto Nueva Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA. En su extremo norte, TEN se conecta al sistema de transmisión nacional a través de una nueva línea de transmisión de 3 kilómetros de longitud, que une las subestaciones Los Changos (TEN) y Kapatour (MEL/Saesa), proyecto que ya se encuentra en operaciones. Además, TEN cuenta con un tramo de transmisión dedicada que conecta con las centrales de ENGIE Energía Chile en Mejillones.

## ANTECEDENTES GENERALES

Los sistemas interconectados Central y del Norte Grande, operaron aisladamente hasta el día 24 de noviembre de 2017. En ese día, 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, GNL y petróleo diésel y una creciente penetración de energías renovables, incluyendo energía solar, eólica y geotérmica. Desde la entrada en operaciones de la interconexión de los sistemas a fines de noviembre de 2017, se han observado flujos de energía, principalmente renovable, desde la zona conocida como Norte Chico hacia el Norte Grande del país.

## Costos Marginales SEN

Mes	Mínimo				Promedio				Máximo			
	Alto Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220	Alto Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220	Alto Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220
Ene	0	0	0	0	50,9	48,9	54,2	49,4	61,0	58,3	236,5	189,2
Feb	4,1	4,0	0	0	54,7	53,2	45,2	48,5	110,6	107,2	268,7	159,2
Mar	36,2	35,5	0	0	76,5	74,6	47,5	59,3	176,2	171,5	168,6	166,4

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Los costos marginales han adquirido una mayor estabilidad luego de un periodo de aprendizaje tras la interconexión SING-SIC. Los movimientos más significativos tienen relación con la indisponibilidad puntual de ciertas unidades o de sistemas de transmisión, y con la inflexibilidad operacional de la central Kelar debida a la necesidad de utilizar su suministro de GNL en algunos periodos, principalmente durante febrero.

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. Por normativa, las unidades operando en mínimo técnico no pueden marcar el costo marginal. El costo de operación de las unidades en mínimo técnico es remunerado mediante el mecanismo de sobrecostos definido en el DS 130. Por lo tanto, debido a la mayor penetración de energía intermitente en el sistema, en el 1T18 los sobrecostos llegaron a US\$25,7 millones, un aumento significativo con respecto al 1T17 (US\$9,1 millones) y un leve aumento en comparación con el último trimestre de 2017 (US\$23,5 millones). La prorrata de EECL en el 1T18 fue de US\$4,3 millones, de los cuales aproximadamente la mitad 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)		
	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>
Ene	52,5	63,7	21%	54,6	69,1	27%	3,32	3,88	17%	88,5	95,3	8%
Feb	53,5	62,2	16%	54,9	65,3	19%	2,85	2,67	-6%	82,3	85,8	4%
Mar	49,3	62,6	27%	51,6	66,0	28%	2,88	2,69	-6%	73,8	79,5	8%

Fuente: Bloomberg, AIE

Al comparar el primer trimestre de 2018 con el primer trimestre de 2017, podemos observar alzas significativas en los precios internacionales de los combustibles, liderados por el petróleo, con variaciones del orden de 20%, seguidos por el carbón con alzas más moderadas de un dígito.

## 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)

		2017									
		<u>1T 2017</u>		<u>2T 2017</u>		<u>3T 2017</u>		<u>4T 2017</u>		<u>12M 2017</u>	
<u>Tipo de Combustible</u>		<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>
Carbón		3.344	78%	3.776	80%	3.826	77%	3.807	73%	14.754	77%
GNL		413	10%	476	10%	524	10%	497	9%	1.911	10%
Diesel / Petróleo pesado		35	1%	28	1%	32	1%	203	4%	297	2%
Renovable		477	11%	466	10%	611	12%	736	14%	2.290	12%
<b>Total generación bruta SING</b>		<b>4.269</b>	<b>100%</b>	<b>4.747</b>	<b>100%</b>	<b>4.992</b>	<b>100%</b>	<b>5.243</b>	<b>100%</b>	<b>19.251</b>	<b>100%</b>

		2018	
		<u>1T 2018</u>	
<u>Tipo de Combustible</u>		<u>GWh</u>	<u>% of total</u>
Carbón		3.356	68%
GNL		842	17%
Diesel / Petróleo pesado		30	1%
Renovable		682	14%
<b>Total generación bruta SING</b>		<b>4.910</b>	<b>100%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2018, la generación bruta del sistema tuvo un incremento de 15% con respecto al mismo periodo del año anterior, en que se observó una menor base de comparación debida a la disminución de demanda ocasionada por la huelga de 43 días de Minera Escondida. Cabe notar que la demanda máxima del primer trimestre fue de 2.820 MW, un 16% superior a la de igual periodo de 2017. 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 a tan sólo 1%. También se ha observado un aumento de flujos de energía a través de la interconexión, lo que, junto a la mayor producción con gas, ha contribuido a la disminución en la generación con carbón en la zona norte del país.

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

Generación por Empresa (en GWh)

2017

Empresa	1T 2017		2T 2017		3T 2017		4T 2017		12M 2017	
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total
AES Gener	1.990	47%	2.362	50%	2.364	47%	2.422	46%	9.137	47%
EECL (con CTH al 100%)	1.550	36%	1.553	33%	1.542	31%	1.656	32%	6.301	33%
Enel Generación	128	3%	145	3%	210	4%	157	3%	640	3%
Otros	601	14%	687	14%	877	18%	1.008	19%	3.173	16%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.269</b>	<b>100%</b>	<b>4.747</b>	<b>100%</b>	<b>4.992</b>	<b>100%</b>	<b>5.243</b>	<b>100%</b>	<b>19.251</b>	<b>100%</b>

2017

Empresa	1T 2018	
	GWh	% del total
AES Gener	2.171	44%
EECL (con CTH al 100%)	1.538	31%
Enel Generación	34	1%
Otros	1.167	24%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.910</b>	<b>100%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Durante el primer trimestre de 2018, EECL disminuyó su generación en un 1% en comparación con igual periodo del año anterior, representando el 31% de la generación del SING. Este trimestre se observa una mayor contribución de otros actores, representando un 24% de la generación total de la zona norte del SEN, un incremento de 10 puntos respecto al primer trimestre del año anterior.

En lo concerniente a mantenimientos mayores programadas, CTM2, que estaba en mantención desde octubre de 2017, entró en operaciones el 11 de marzo de 2018; en tanto CTH salió fuera de servicio el 18 de marzo y se espera sincronice el 19 de abril de 2018.

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos finalizados al 31 de marzo de 2018 y 31 de marzo de 2017, los que han sido preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Comisión para el Mercado Financiero ([www.cmfchile.cl](http://www.cmfchile.cl)).

### Resultados de las operaciones

## Primer trimestre de 2018 comparado con el cuarto trimestre de 2017 y primer trimestre de 2017

### Ingresos operacionales

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

	<u>1T 2017</u>		<u>4T 2017</u>		<u>1T 2018</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A.</u>
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes no regulados.....	184,4	77%	186,4	77%	173,6	62%	-7%	-6%
Ventas a clientes regulados.....	46,7	20%	50,2	21%	102,5	37%	104%	120%
Ventas al mercado spot.....	7,1	3%	5,1	2%	2,1	1%	-58%	-70%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia</b>	<b>238,3</b>	<b>92%</b>	<b>241,7</b>	<b>89%</b>	<b>278,3</b>	<b>92%</b>	<b>15%</b>	<b>17%</b>
Ventas de gas.....	1,3	1%	2,9	1%	3,4	1%	16%	155%
Otros ingresos operacionales.....	19,2	7%	27,2	10%	20,2	7%	-26%	5%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>258,8</b>	<b>100%</b>	<b>271,9</b>	<b>100%</b>	<b>301,8</b>	<b>100%</b>	<b>11%</b>	<b>17%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.600	74%	1.518	74%	1.485	62%	-2%	-7%
Ventas de energía a clientes regulados.....	476	22%	479	23%	915	38%	91%	92%
Ventas de energía al mercado spot.....	88	4%	46	2%	8	0%	-83%	-91%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.164</b>	<b>100%</b>	<b>2.043</b>	<b>100%</b>	<b>2.408</b>	<b>100%</b>	<b>18%</b>	<b>11%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)</b>	<b>113,5</b>		<b>122,5</b>		<b>117,7</b>		<b>-4%</b>	<b>4%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)</b>	<b>98,0</b>		<b>104,9</b>		<b>112,0</b>		<b>7%</b>	<b>14%</b>

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

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

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

En el primer trimestre de 2018, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$278,3 millones, aumentando un 15% (US\$36,6 millones) con respecto al cuarto trimestre de 2017, 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. En lo que respecta al volumen de energía, hubo una menor venta a clientes libres asociada a la estacionalidad que se da a fin de año, con una menor demanda de algunos clientes como Esperanza, Zaldívar y Antucoya entre otros. La venta de energía a clientes regulados mostró un incremento asociado al inicio del nuevo contrato con distribuidoras que significó nueva demanda por 441 GWh este trimestre.

En términos interanuales, se observa una menor venta a clientes libres asociada al término del contrato con Radomiro Tomic en agosto de 2017 (-169 GWh), compensada por un aumento de demanda de clientes como Codelco, Esperanza y El Tesoro, entre otros.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este primer trimestre a los US\$102,5 millones, con un alza significativa en comparación con los trimestres anteriores, como resultado de la entrada en vigencia del contrato



con compañías distribuidoras de la zona central del SEN que significó ingresos por US\$50,9 millones de dólares este trimestre.

En el primer trimestre de 2018, las ventas físicas al mercado spot alcanzaron los 8 GWh, disminuyendo con respecto al primer y al último trimestre del año anterior. 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.

Durante el primer trimestre, las ventas de gas no fueron relevantes, observándose algo superiores con respecto a periodos anteriores. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantenimiento, etc.), además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$2,7 millones. Los otros ingresos muestran una disminución con respecto al trimestre anterior que incluyó reliquidaciones de peajes por US\$4,1 millones.

### Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	1T 2017		4T 2017		1T 2018		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(88,2)	39%	(94,1)	41%	(91,9)	38%	-2%	4%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(54,7)	24%	(35,9)	16%	(57,8)	24%	61%	6%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(32,3)	14%	(33,6)	15%	(32,8)	13%	-2%	2%
Otros costos directos de la operación	(43,0)	19%	(58,1)	25%	(51,1)	21%	-12%	19%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(218,3)</b>	<b>97%</b>	<b>(221,7)</b>	<b>96%</b>	<b>(233,6)</b>	<b>96%</b>	<b>5%</b>	<b>7%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(8,3)	4%	(9,4)	4%	(9,2)	4%	-2%	11%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,1)	0%	(1,2)	1%	(1,0)	0%	-19%	-11%
Otros ingresos/costos de la operación...	1,5	-1%	1,2	-1%	(0,1)	0%		
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(226,2)</b>	<b>100%</b>	<b>(231,1)</b>	<b>100%</b>	<b>(243,9)</b>	<b>100%</b>	<b>6%</b>	<b>8%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.253	81%	1.334	81%	1.167	76%	-13%	-7%
Gas.....	277	18%	301	18%	347	23%	15%	25%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	3	0%	5	0%	2	0%	-62%	-31%
Hidro/Solar.....	17	1%	16	1%	20	1%	27%	21%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.550</b>	<b>100%</b>	<b>1.656</b>	<b>100%</b>	<b>1.536</b>	<b>100%</b>	<b>-7%</b>	<b>-1%</b>
Menos Consumos propios.....	(130)	-8%	(130)	-8%	(123)	-8%	-6%	-6%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.419</b>	<b>63%</b>	<b>1.526</b>	<b>72%</b>	<b>1.414</b>	<b>55%</b>	<b>-7%</b>	<b>0%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	821	37%	583	28%	929	36%	59%	13%
Compras de energía contrato puente.....	-		-		215	8%	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>2.240</b>	<b>100%</b>	<b>2.110</b>	<b>100%</b>	<b>2.558</b>	<b>100%</b>	<b>21%</b>	<b>14%</b>

La generación bruta de electricidad disminuyó un 7% con respecto al trimestre anterior, especialmente la generación en base a carbón. 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 y una menor contribución de la generación con carbón.

En el 1T18, el ítem de costo de combustibles fue levemente inferior al del trimestre inmediatamente anterior. En la comparación interanual, este ítem registró un alza de 4%, aumentando US\$3,7 millones, debido al mayor precio del carbón.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en US\$21,9 millones (61%) con respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por un mayor volumen de energía comprada (96%) asociado al nuevo contrato con las distribuidoras. Este contrato se está suministrando con contratos puente con otros operadores del sistema (215 GWh) y con compras al spot (225 GWh). Ambos tipos de compra están incluidos en la misma

partida contable. En la comparación con igual trimestre del año anterior, el ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó US\$6,2 millones (11%), principalmente por el mayor volumen de energía comprado, ya que los precios promedio de estas compras fueron menores.

El costo de la depreciación en este trimestre (excluyendo la depreciación en el ítem de gastos de administración y ventas) se mantiene en niveles similares al 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. Este ítem tuvo una caída respecto al trimestre anterior, donde se incluyeron reliquidaciones de peajes y servicios de terceros (mantención). En comparación con igual trimestre del año anterior, este ítem fue más alto por el mayor costo de servicios de terceros (mantenciones) y por el efecto de la apreciación del peso chileno sobre los costos en moneda local.

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

### **Margen Eléctrico**

	<b>Información Trimestral (en millones de US\$)</b>					<b>2018</b>
	<b>2017</b>					
	<b>1T17</b>	<b>2T17</b>	<b>3T17</b>	<b>4T17</b>	<b>12M17</b>	<b>1T18</b>
<b>Margen Eléctrico</b>						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	<b>238,3</b>	<b>246,7</b>	<b>226,4</b>	<b>241,7</b>	<b>953,1</b>	<b>278,3</b>
Costo de combustible.....	(88,2)	(87,5)	(85,7)	(94,1)	(355,5)	(91,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(54,7)	(60,3)	(50,4)	(35,9)	(201,3)	(57,8)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>95,3</b>	<b>99,0</b>	<b>90,3</b>	<b>111,7</b>	<b>396,3</b>	<b>128,5</b>
<i>Margen eléctrico</i>	40%	40%	40%	46%	42%	46%

En el primer trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento de US\$33,2 millones con respecto al primer trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales a 46%. Influyeron en el avance, los mayores ingresos en el segmento de clientes regulados, lo que se tradujo en un aumento de US\$40 millones en ingresos, parcialmente contrarrestado por un mayor costo de combustibles (+US\$3,7 millones). Por el lado de los costos, se observó un mayor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$3,1 millones) a menores precios promedio. 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 la mejora del margen eléctrico.

## Resultado operacional

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

EBITDA	1T 2017		4T 2017		1T 2018		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	258,8	100%	271,9	100%	301,8	100%	11%	17%
Total costo de ventas	(218,3)	-84%	(221,7)	-82%	(233,6)	-77%	5%	7%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>40,5</b>	<b>16%</b>	<b>50,2</b>	<b>18%</b>	<b>68,2</b>	<b>23%</b>	<b>36%</b>	<b>68%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(7,9)	-3%	(9,3)	-3%	(10,3)	-3%	10%	30%
<b>Ganancia Operacional</b> .....	<b>32,6</b>	<b>13%</b>	<b>40,8</b>	<b>15%</b>	<b>57,9</b>	<b>19%</b>	<b>42%</b>	<b>78%</b>
Depreciación y amortización.....	33,4	13%	34,8	13%	33,8	11%	-3%	1%
<b>EBITDA</b> .....	<b>66,0</b>	<b>25,5%</b>	<b>75,6</b>	<b>27,8%</b>	<b>91,7</b>	<b>30,4%</b>	<b>21%</b>	<b>39%</b>

El EBITDA del primer trimestre de 2018 llegó a US\$91,7 millones, un aumento de US\$25,7 millones respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió al mayor margen eléctrico anteriormente mencionado (+US\$33,2 millones) compensado por mayores costos operacionales y gastos de administración. Este aumento se debió en gran parte al efecto de la apreciación del peso chileno sobre los costos en moneda local.

La comparación respecto al trimestre inmediatamente anterior, muestra un incremento de EBITDA de US\$16,1 millones, producto del incremento en el margen de energía y potencia.

## Resultados financieros

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

Resultados no operacionales	1T 2017		4T 2017		1T 2018		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	1,0	0%	0,6	0%	1,2	0%	89%	21%
Gastos financieros.....	(4,5)	-2%	(1,6)	-1%	(2,8)	-1%	77%	-37%
Diferencia de cambio.....	0,3	0%	2,1	1%	(0,1)	0%		
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	0,7	0%	0,5	0%	-	0%	0%	0%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(0,5)	0%	(0,1)	0%	0,1	0%		
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(2,9)</b>	<b>-1%</b>	<b>1,5</b>	<b>1%</b>	<b>(1,6)</b>	<b>-1%</b>		
Ganancia antes de impuesto.....	29,7	11%	42,4	16%	56,4	19%	33%	90%
Impuesto a las ganancias.....	(7,4)	-3%	(7,8)	-3%	(14,7)	-5%	90%	98%
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	22,2	9%	34,6	13%	41,7	14%	20%	87%
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>19,7</b>	<b>8%</b>	<b>32,1</b>	<b>12%</b>	<b>39,2</b>	<b>13%</b>	<b>22%</b>	<b>100%</b>
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	2,6	1%	2,5	1%	2,4	1%	-4%	-6%
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>19,7</b>	<b>8%</b>	<b>32,1</b>	<b>12%</b>	<b>39,2</b>	<b>13%</b>	<b>22%</b>	<b>100%</b>
<b>Ganancia por acción</b> .....	<b>0,019</b>	<b>0%</b>	<b>0,030</b>	<b>0%</b>	<b>0,037</b>	<b>0%</b>		

En comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el gasto financiero aumentó en US\$1,2 millones debido principalmente al menor ritmo de activación de intereses en el proyecto IEM. Sin embargo, a nivel interanual

se observa una reducción de US\$1,7 millones en este ítem, producto de la activación de intereses. La activación de intereses contrarrestó en ambos periodos el costo del aumento en la deuda financiera de la compañía.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$0,1 millones en el 1T18 producto del efecto de la depreciación del peso chileno sobre ciertas partidas en pesos. 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).

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación) ya no se incluye el resultado neto proporcional en TEN. Este valor se incluye directo dentro del resultado operacional (EBITDA) de la compañía.

Los otros ingresos no operacionales netos de este primer trimestre fueron prácticamente nulos.

### ***Ganancia neta***

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2018 es de 27% en tanto para 2017 fue de un 25,5%.

En el primer trimestre de 2018, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$39,2 millones, que se compara favorablemente con el trimestre anterior, producto de un mejor resultado de la operación.

La comparación con el mismo trimestre del año anterior también resulta positiva. Hubo una mayor contribución del resultado de la operación (US\$25,7 millones) y menor costo financiero (US\$1,7 millones).

### **Liquidez y recursos de capital**

Al 31 de marzo de 2018, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$59 millones además de disponibilidades bajo líneas bancarias comprometidas por US\$270 millones. Este nivel de efectivo y de líneas de liquidez compara con una deuda financiera total nominal de US\$910 millones<sup>1</sup>, de los cuales US\$109,9 millones tienen vencimientos menores a un año.

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

<b>Estado de flujo de efectivo</b>	<b><u>2017</u></b>	<b><u>2018</u></b>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	81,9	67,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(156,8)	(84,8)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(4,0)	(2,2)
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b><u>(78,8)</u></b>	<b><u>(20,0)</u></b>

### ***Flujos de caja provenientes de la operación***

En el primer trimestre de 2018, el flujo de caja neto proveniente de la operación incluyó US\$78,4 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$8,3 millones) y de pagos de intereses (US\$3,1 millones) alcanzaron los US\$67 millones. Cabe notar que los pagos de intereses y comisiones sobre los pasivos de la compañía ascendieron a US\$19,4 millones, de los cuales US\$16,3 millones fueron activados e incluidos en la partida de inversiones en activos fijos.

<sup>(1)</sup> Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y difieren de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía, los que se presentan netos de costos diferidos y “mark-to-market” de operaciones de derivados financieros.

### ***Flujos de caja usados en actividades de inversión***

En el primer trimestre de 2018, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$84,8 millones, principalmente por la inversión en Infraestructura Energética Mejillones y el puerto (US\$83 millones) y mantenimientos mayores de centrales y activos de transmisión (US\$1,2 millones). Esta cifra incluye los intereses activados por US\$16,3 millones mencionados en el párrafo anterior.

### ***Inversiones en activos fijos***

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer trimestre de 2018 y 2017 ascendieron a US\$84,7 millones y US\$149,8 millones, respectivamente. En el 1T2018 las inversiones en activos fijos incluyeron US\$80,6 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$2,4 millones en el nuevo puerto y US\$1,7 millones en mantenimientos mayores de equipos de transmisión y generación, mejoras ambientales y otros.

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

<b>CAPEX</b>	<b><u>2017</u></b>	<b><u>2018</u></b>
CTA .....	0,5	-
CTA (Nuevo Puerto).....	9,4	2,4
CTH .....	0,1	-
IEM.....	126,2	80,6
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	4,7	0,1
Mejoras Medioambientales .....	0,1	-
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	6,5	1,1
Otros.....	2,3	0,5
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b><u>149,8</u></b>	<b><u>84,7</u></b>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En el 1T2018, estos intereses ascendieron a US\$13,8 millones en el proyecto IEM y US\$2,4 millones en Puerto Andino perteneciente a CTA.

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

El principal flujo relacionado con actividades financieras durante el primer trimestre de 2018 fue el pago de dividendos por un total de US\$2,2 millones al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH).

### ***Obligaciones contractuales***

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2018:

**Obligaciones Contractuales al 31/03/18**  
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	<b>Total</b>	<b>&lt; 1 año</b>	<b>1 - 3 años</b>	<b>3 - 5 años</b>	<b>Más de 5 años</b>
Deuda bancaria.....	100,0	100,0	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	400,0	-	350,0
Leasing financiero.....	59,5	1,1	3,9	3,3	51,3
Costo financiero diferido.....	(18,1)	(0,3)	(10,1)	(4,7)	(3,0)
Intereses devengados.....	8,4	8,4	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	0,8	0,8	-	-	-
<b>Total</b>	<b>900,6</b>	<b>109,9</b>	<b>393,7</b>	<b>(1,4)</b>	<b>398,3</b>

El 25 de octubre de 2017, EECL tomó un crédito a un año plazo con el banco Scotiabank por US\$25 millones. El 20 de julio de 2017, EECL tomó dos créditos a un año plazo con los bancos BCI por US\$60 millones y Banco de Crédito del Perú por US\$15 millones. Estos tres 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.

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 y 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.

El 30 de junio de 2015, EECL celebró un contrato de línea de crédito comprometida de largo plazo con cinco instituciones bancarias (Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC), la que permite a la compañía girar de manera flexible préstamos por hasta un monto total de US\$270 millones, pagaderos hasta el 30 de junio de 2020. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la compañía, que tiene como objeto otorgarle los fondos y la flexibilidad necesarios para financiar los diversos proyectos que lleva adelante. Esta línea de crédito devenga una comisión de disponibilidad sobre el monto no girado de la línea, y los préstamos que se giren devengarán intereses variables equivalentes a la tasa LIBOR de 90 días más el margen aplicable. Al 31 de marzo de 2018, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

El leasing financiero corresponde al contrato de peaje por el uso de las instalaciones dedicadas de TEN (SE TEN-GIS y línea entre TEN GIS y Los Changos), cuyas cuotas son de aproximadamente US\$ 7 millones por año 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\$60 millones.

### **Política de dividendos**

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 24 de abril de 2018 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 2017 la cantidad de US\$30.424.756, correspondiendo un dividendo de US\$0,028884908 por acción, pagadero el día 22 de mayo de 2018, 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.**

<b>Fecha de Pago</b>	<b>Tipo de Dividendo</b>	<b>Monto</b> (en millones de US\$)	<b>US\$ por acción</b>
4 de mayo, 2010	Final (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	Final (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	Final (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Final (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo, 2014	Final (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	Final (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	Final (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	Final (a cuenta de resultados netos de 2016)	12,8	0,01220
22 de mayo de 2018	Final (a cuenta de resultados netos de 2017)	30,4	0,02888

**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, y (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 a 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 conocidas por 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.

### ***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 2018, un 100% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija, incluyendo los tres créditos de corto plazo, cuyas tasas de interés quedaron fijas por un año. Los desembolsos bajo la línea de crédito comprometida a 5 años firmada el 30 de junio de 2015 con los bancos Mizuho, Citibank, BBVA, Caixabank y HSBC, estarán afectos a una tasa de interés variable sobre la tasa LIBOR de 90 días. A la fecha, no se han girado créditos bajo esta línea.

**Al 31 de Marzo de 2018**  
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022 y más</u>	<u>Total</u>
<b>Tasa Fija</b>							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	400,0	-	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
(US\$)	1.580% p.a.	100,0	-	-	-	-	100,0
<b>Total</b>		<b>100,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>400,0</b>	<b>350,0</b>	<b>850,0</b>

### ***Riesgo de crédito***

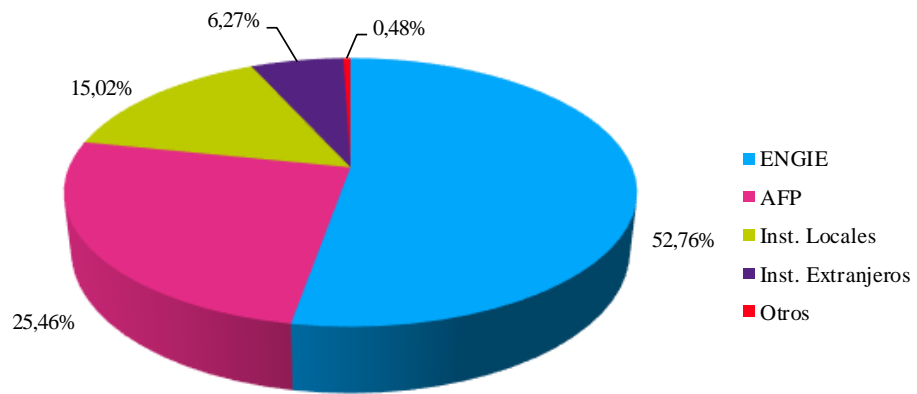
Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin 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 cliente 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 de nuestro grado de riesgo de crédito.



## ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 31 DE MARZO DE 2018

N° de accionistas: 1.804



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

*Ventas Físicas*

Ventas Físicas (en GWh)

	2017					2018
	1T17	2T17	3T17	4T17	12M17	1T18
<b>Ventas físicas</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.600	1.631	1.585	1.518	6.335	1.485
Ventas de energía a clientes regulados	476	479	475	479	1.909	915
Ventas de energía al mercado spot	88	82	76	46	291	8
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.164</b>	<b>2.193</b>	<b>2.136</b>	<b>2.043</b>	<b>8.535</b>	<b>2.408</b>
<b>Generación bruta por combustible</b>						
Carbón.....	1.253	1.294	1.286	1.334	5.168	1.167
Gas.....	277	234	236	301	1.047	347
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	3	11	7	5	27	2
Hidro/ Solar.....	17	13	13	16	59	20
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.550</b>	<b>1.553</b>	<b>1.542</b>	<b>1.656</b>	<b>6.301</b>	<b>1.536</b>
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(130)	(122)	(121)	(130)	(504)	(123)
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.419</b>	<b>1.431</b>	<b>1.421</b>	<b>1.526</b>	<b>5.797</b>	<b>1.414</b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>	821	842	795	583	3.041	929
<b>Compras de energía contrato puente (GWh)</b>	-	-	-	-	-	215
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<b>2.240</b>	<b>2.273</b>	<b>2.215</b>	<b>2.110</b>	<b>8.838</b>	<b>2.558</b>

*Estados de Resultados Trimestrales*

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

<b>IFRS</b>	<b><u>1T17</u></b>	<b><u>4T17</u></b>	<b><u>1T18</u></b>
<b>Ingresos de la operación</b>			
Ventas a clientes regulados.....	46,7	50,2	102,5
Ventas a clientes no regulados.....	184,4	186,4	173,6
Ventas al mercado spot y ajustes.....	7,1	5,1	2,1
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>238,3</b>	<b>241,7</b>	<b>278,3</b>
Ventas de gas.....	1,3	2,9	3,4
Otros ingresos operacionales.....	19,2	27,2	20,2
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>258,8</b>	<b>271,9</b>	<b>301,8</b>
<b>Costos de la operación</b>			
Combustibles.....	(88,2)	(94,1)	(91,9)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(54,7)	(35,9)	(57,8)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(32,3)	(33,6)	(32,8)
Otros costos directos de la operación	(43,0)	(58,1)	(51,1)
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(218,3)</b>	<b>(221,7)</b>	<b>(233,6)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(8,3)	(9,4)	(9,2)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(1,1)	(1,2)	(1,0)
Otros ingresos de la operación.....	1,5	1,2	(0,1)
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(226,2)</b>	<b>(231,1)</b>	<b>(243,9)</b>
<b>Ganancia operacional.....</b>	<b>32,6</b>	<b>40,8</b>	<b>57,9</b>
<b>EBITDA.....</b>	<b>66,0</b>	<b>75,6</b>	<b>91,7</b>
Ingresos financieros.....	1,0	0,6	1,2
Gastos financieros.....	(4,5)	(1,6)	(2,8)
Diferencia de cambio.....	0,3	2,1	(0,1)
Ut. (pp) de asociadas utilizando método de la participación	0,7	0,5	-
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(0,5)	(0,1)	0,1
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(2,9)</b>	<b>1,5</b>	<b>(1,6)</b>
Ganancia antes de impuesto.....	29,7	42,4	56,4
Impuesto a las ganancias.....	(7,4)	(7,8)	(14,7)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	22,2	34,6	41,7
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...</b>	<b>19,7</b>	<b>32,1</b>	<b>39,2</b>
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	2,6	2,5	2,4
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>19,7</b>	<b>32,1</b>	<b>39,2</b>
<b>Ganancia por acción.....(US\$/acción)</b>	<b>0,019</b>	<b>0,030</b>	<b>0,037</b>

## Balance

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

	2017	2018
	Diciembre	Marzo
<b>Activo corriente</b>		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	78,2	59,1
Otros activos financieros corrientes	2,8	2,5
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	129,4	140,8
Impuestos por recuperar	12,9	13,1
Inventarios corrientes	129,5	141,9
Otros activos no financieros corrientes	28,6	26,9
<b>Total activos corrientes</b>	<b>381,4</b>	<b>384,4</b>
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.543,5	2.662,6
Otros activos no corrientes	439,3	442,8
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>3.364,2</b>	<b>3.489,7</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda financiera	117,3	109,9
Otros pasivos corrientes	215,7	259,4
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>333,0</b>	<b>369,3</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Deuda financiera	731,4	790,7
Otros pasivos de largo plazo	234,3	234,7
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>965,7</b>	<b>1.025,3</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	1.991,5	2.021,7
<b>Participaciones no controladoras</b>	74,0	73,4
<b>Patrimonio</b>	<b>2.065,5</b>	<b>2.095,1</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>3.364,2</b>	<b>3.489,7</b>

(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 marzo de 2018 y el 31 de diciembre de 2017 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Se aprecia una disminución de US\$19,1 millones en el saldo de efectivo, debido principalmente a los pagos por avance en los proyectos de construcción de la planta de generación y el nuevo puerto ubicados en la segunda región de Chile.

Deudores comerciales y cuentas por cobrar: El aumento de US\$11,4 millones se explica fundamentalmente por saldos por cobrar a clientes regulados originados por el diferencial entre la tarifa vigente y la tarifa efectivamente en aplicación de acuerdo a los decretos de precio de nudo correspondientes. Este diferencial se debe al retraso en la publicación de los decretos de precio de nudo promedio y se pagará en los períodos subsiguientes a su publicación. Con fecha 10 de octubre de 2017, los decretos de Precios de Nudo Promedio de Enero 2017 y Julio

2017 fueron publicados en el diario oficial. El aumento en el saldo de esta cuenta también se debe a la porción devengada de impuestos “verdes” que corresponde cobrar a clientes libres.

Impuestos por recuperar: La variación de US\$0,2 millones se debe principalmente a la combinación de dos efectos en sentido contrario: el aumento de los pagos previsionales (PPM) (+US\$6,1 millones) y el aumento de impuesto por pagar determinado sobre las utilidades del período (+US\$5,9 millones).

Inventarios corrientes: El aumento de US\$12,4 millones en los inventarios es producto de (i) un aumento de stock de carbón utilizado para la generación (US\$11 millones), (ii) un aumento de cal hidratada (US\$2,3 millones), y (iii) un aumento de otros combustibles (US\$0,5 millones), compensados principalmente con una disminución de materiales y suministro de operación (US\$0,5 millones).

Otros activos no financieros corrientes: La disminución de US\$1,7 millones se debe principalmente a menores anticipos a proveedores registrados al cierre del primer trimestre de 2018 por US\$0,7 millones y por menores gastos diferidos de US\$4,5 millones, compensados con el incremento del IVA crédito fiscal por US\$4,6 millones.

Propiedades, planta y equipos-neto: Dos conceptos explican el aumento de este rubro (i) la construcción de los proyectos IEM y Puerto Andino (US\$83,8 millones) y (ii) el alta de activos en leasing producto del contrato de peaje a 20 años firmado con la filial TEN por el uso de activos de transmisión dedicada (US\$59,8 millones). Estos aumentos fueron compensados parcialmente por la depreciación del período (US\$28,7 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución neta de US\$7,4 millones debido al pago de los intereses de los bonos 144-A (US\$ 19,1 millones), compensados con el devengo de intereses del período (US\$ 9,5 millones).

Otros pasivos corrientes: Estos pasivos tuvieron un incremento de US\$43,7 millones que se explican por (i) el incremento en la provisión neta de impuesto a la renta debido a las utilidades del período (US\$8,5 millones), (ii) un aumento de US\$10,1 millones en las cuentas por pagar a entidades relacionadas asociado principalmente a la provisión de dividendos por pagar y (iii) y un aumento de US\$5,6 millones por la provisión de dividendos por pagar a los accionistas minoritarios.

Deuda financiera de largo plazo: esta partida presenta un incremento de US\$59,3 millones por el leasing financiero producto del contrato de peaje a 20 años firmado con la filial TEN por el uso de activos de transmisión dedicada.

Otros pasivos de largo plazo: Esta partida no ha tenido variaciones relevantes.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$30 millones en el patrimonio atribuible a propietarios de la controladora se compone principalmente de (i) utilidades del ejercicio por US\$39 millones menos (ii) US\$12,3 millones correspondientes a la provisión de pago de dividendos equivalente al 30% de la utilidad del ejercicio de acuerdo a la política de reparto de dividendos de la compañía. Esta 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, por su parte, registró una leve disminución de US\$0,6 millones debido a las provisiones de pago de dividendos al accionista minoritario de Inversiones Hornitos.

## ANEXO 2

### INFORMACIÓN FINANCIERA

	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18
EBITDA*	71,3	76,4	66,4	66,0	74,4	60,1	75,6	91,7
Ganancia atribuible a la controladora	21,6	27,0	-5,7	19,7	31,5	18,1	32,1	39,2
Gastos Financieros	8,0	6,8	4,1	4,5	3,3	2,3	1,6	2,8

\* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Mar/17	Mar/18
EBITDA (últimos 12 meses)	280,1	301,8
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	62,5	121,0
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	23,4	9,9

Deuda Financiera	737,7	900,6
Corriente	5,6	109,9
No-Corriente	732,1	790,7
Efectivo y efectivo equivalente	199,2	59,1
Deuda financiera neta	538,5	841,5

### INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-17	Mar-18	Var.
<b>LIQUIDEZ</b>	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,15	1,04	-9%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	0,76	0,66	-13%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	48,4	15,1	-69%
<b>ENDEUDAMIENTO</b>	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,63	0,67	6%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros)	(veces)	23,81	30,41	28%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	3,07	2,98	-3%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	2,79	2,79	0%
<b>RENTABILIDAD</b>	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,1%	6,0%	18%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	3,5%	15%

\*últimos 12 meses

Al cierre de marzo de 2018, La Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,04x y 0,66x respectivamente, disminuyendo un 9% y un 13%, respectivamente, con respecto a diciembre de 2017 debido a la utilización del efectivo para financiar la construcción de proyectos de inversión en curso. Asimismo, también se observó un aumento en los Pasivos corrientes principalmente por las provisiones de impuestos y dividendos por pagar anteriormente explicadas. En consecuencia, disminuyó el capital de trabajo medido como el total de activos corrientes menos el total de pasivos corrientes, aunque la liquidez de la compañía continúa siendo fuerte por su capacidad de generación de flujos de caja y el respaldo otorgado por una línea de liquidez comprometida por US\$270 millones con vencimiento en junio del año 2020 que se encuentra a entera disposición de la compañía.

La Razón de Endeudamiento alcanzó 0,67x a marzo de 2018, un aumento de 6% con respecto la razón de 0,63x a diciembre de 2017. El aumento se explica principalmente por el contrato de peaje firmado con TEN que se contabilizó como una operación de leasing financiero.

La Cobertura de Gastos Financieros al cierre de marzo de 2018 fue de 30,22x, mayor al valor de 23,81x (Dic-17) producto del mayor EBITDA y de la disminución de gastos financieros.

La Deuda financiera sobre EBITDA cayó 2%, producto del efecto conjunto del aumento en 6% de la deuda financiera y el aumento de 36% del EBITDA. Respecto al índice de Deuda Financiera Neta sobre EBITDA, éste se mantiene en niveles similares al del cierre de diciembre de 2017.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 5,9% y 3,4%, respectivamente, aumentando en relación a diciembre de 2017 debido al mejor resultado operacional.

### CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M18

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de marzo de 2018, el día **jueves 26 de abril de 2018** a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 11:00 AM (USA-NY)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:

**1230-020-5802** toll free Chile  
**+1(412) 858-4609** internacional  
**+1(866) 750-8807** 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: 10119070. La repetición estará disponible hasta el día 8 de mayo de 2018.