

**ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$142 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$234 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2016.**

EL EBITDA ALCANZÓ US\$71,3 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DEL AÑO, CON UNA MEJORA EN EL MARGEN EBITDA EN 1,1 PUNTOS PORCENTUALES. EN TANTO, EL RESULTADO NETO DEL SEGUNDO TRIMESTRE ALCANZÓ LOS US\$21,6 MILLONES QUE SE COMPARA FAVORABLEMENTE CON IGUAL PERIODO DEL AÑO ANTERIOR.

- **Los ingresos operacionales** en el primer semestre de 2016 alcanzaron los US\$471,1 millones, disminuyendo un 17% en comparación a igual periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a un menor precio promedio monómico tanto para clientes libres como regulados, producto de la caída en los precios de los combustibles a los cuales están indexadas las tarifas y la ausencia en este año del negocio de gas natural, el cual estuvo presente todo el periodo anterior.
- **El EBITDA** del primer semestre llegó a los US\$142,0 millones, con un margen EBITDA de 30,2%, superior en 1,9 puntos porcentuales a igual periodo del año anterior. Sin embargo, el EBITDA retrocedió 12%, producto de menores ingresos por US\$98,5 millones (-17%) que no alcanzaron a ser compensados por la baja de US\$69,7 millones (-15%) en los costos de ventas. Sin embargo, se destaca la reducción de US\$11,7 millones en gastos de administración y ventas respecto al primer semestre del año anterior.
- **La utilidad neta** del primer semestre de 2016 alcanzó US\$233,6 millones, un aumento de gran magnitud respecto al primer semestre de 2015, debido principalmente a la venta del 50% de TEN. Aislado efectos no recurrentes, la utilidad neta del primer semestre de 2016 alcanzó los US\$41,8 millones, retrocediendo 7% respecto a igual periodo del año anterior por el menor margen anteriormente descrito.

	2T15	2T16	Var %	1S15	1S16	Var %
<b>Total ingresos operacionales</b>	<b>282,0</b>	<b>240,2</b>	<b>-15%</b>	<b>569,6</b>	<b>471,1</b>	<b>-17%</b>
Ganancia operacional	47,2	36,9	-22%	95,3	73,2	-23%
<b>EBITDA</b>	<b>80,6</b>	<b>71,3</b>	<b>-12%</b>	<b>160,7</b>	<b>142,0</b>	<b>-12%</b>
Margen EBITDA	28,6%	29,7%	+1,1 pp	28,2%	30,2%	+1,9 pp
Total resultado no operacional	(14,4)	(7,2)		(23,0)	219,6	0%
Ganancia después de impuestos	18,4	21,4	16%	48,1	234,7	388%
<b>Ganancia atribuible a los controladores</b>	<b>17,7</b>	<b>21,6</b>	<b>22%</b>	<b>45,0</b>	<b>233,6</b>	<b>419%</b>
<b>Ganancia atribuible a los controladores sin efectos no recurrentes</b>	<b>17,7</b>	<b>21,6</b>	<b>22%</b>	<b>45,0</b>	<b>41,8</b>	<b>-7%</b>
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	0,7	(0,2)	-132%	3,1	1,1	-64%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,017	0,020	22%	0,043	0,222	419%
				-	-	0%
Ventas de energía (GWh)	2.258	2.336	3%	4.594	4.664	2%
Generación neta de energía (GWh)	2.093	1.949	-7%	4.193	4.169	-1%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	216	468	117%	507	646	27%

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. ("EECL") participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en el norte de Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), el segundo mayor sistema interconectado del país. Al 30 de junio de 2016, mantenía un 48% de la capacidad de generación instalada del SING. 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 el SING. Actualmente, la propiedad de EECL pertenece en un 52,76% a ENGIE (anteriormente conocida como GDF SUEZ). El 47,24% restante de las acciones de la firma se transan 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
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016 .....	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2016.....	3
ANTECEDENTES GENERALES .....	6
Costos Marginales .....	6
Sobrecostos .....	7
Precios de Combustibles .....	7
Generación .....	7
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS .....	10
Segundo trimestre de 2016 comparado con el primer trimestre de 2016 y segundo trimestre de 2015.....	10
Ingresos operacionales .....	10
Costos operacionales.....	12
Margen Eléctrico.....	13
Resultado operacional .....	14
Resultados financieros .....	14
Ganancia neta.....	15
Primer semestre de 2016 comparado con el primer semestre de 2015 .....	16
Ingresos operacionales .....	16
Costos operacionales.....	17
Resultado operacional .....	18
Resultados financieros .....	19
Ganancia neta.....	19
Liquidez y recursos de capital .....	20
Flujos de caja provenientes de la operación.....	20
Flujos de caja usados en actividades de inversión .....	20
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento .....	21
Obligaciones contractuales.....	21
Política de dividendos .....	22
Política de cobertura de riesgos.....	23
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	23
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	23
Riesgo de tasa de interés .....	24
Riesgo de crédito.....	24
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 de junio de 2016.....	25
ANEXO 1 .....	26
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS .....	26
Ventas Físicas .....	26
Estados de Resultados Trimestrales .....	27
Balance .....	28
ANEXO 2 .....	29
INDICADORES FINANCIEROS.....	29
CONFERENCIATELEFONICA 6M16 .....	30

## HECHOS DESTACADOS

### SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016

- **Ratificación clasificación de riesgo internacional (Standard & Poor's y Fitch Ratings):** Las agencias de clasificación de riesgo, Standard & Poor's y Fitch Ratings, confirmaron a mediados de julio la clasificación 'BBB' internacional con perspectiva estable para Engie Energía Chile. Simultáneamente, Fitch Ratings también confirmó la clasificación en escala nacional de la compañía en 'A+(cl)' y le asignó clasificación nacional de acciones en 'Primera Clase Nivel 2'.
- **Gobierno promulga nueva Ley de Transmisión Eléctrica:** El lunes 11 de julio, se llevó a cabo el acto oficial de Gobierno en el que se promulgó la nueva Ley de Transmisión Eléctrica. El objetivo central del proyecto aprobado y promulgado es lograr que la transmisión favorezca el desarrollo de un mercado competitivo, que facilite el transporte de energía de fuentes limpias a los centros de consumo, y que contribuya a disminuir los precios de la energía para los hogares y las empresas, posibilitando más competencia y la incorporación de nuevos actores. Los principales contenidos de la nueva Ley de Transmisión Eléctrica son: i) Nueva definición funcional de los Sistemas de Transmisión; ii) Planificación Energética y de la Expansión de la Transmisión; iii) Remuneración del sistema de transmisión; iv) Definición de Trazados; v) Acceso Abierto; vi) Seguridad del Sistema Eléctrico y; vii) Creación de un Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.
- **Renovación de contrato de suministro con El Abra:** El viernes 1 de julio, a través de un Hecho Esencial, Engie Energía Chile informó que se firmaron dos contratos de suministro de electricidad con la minera por un total de 110 MW y por un plazo de 11 años a partir de enero de 2018. Con esto, la Compañía continuará abasteciendo de energía a uno de los principales yacimientos de cobre del país, ubicado en la Región de Antofagasta, y que hoy pertenece en un 51% al grupo estadounidense Freeport-McMoRan y en el 49% restante a Codelco.
- **Adopción de nueva razón social:** Engie Energía Chile S.A. (antes denominada E.CL S.A), comunicó que a partir del día 15 de junio de 2016, se hizo efectivo el cambio de razón social de la compañía, acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2016.
- **Pago de dividendos:** El día 26 de Mayo, EECL pagó el dividendo definitivo acordado en la Junta Ordinaria de Accionistas y el dividendo provisorio aprobado por el directorio de la Sociedad el día 26 de abril pasado, alcanzando ambos la suma total de US\$70.350.604.

### PRIMER TRIMESTRE DE 2016

- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En Junta Ordinaria de Accionistas de Engie Energía Chile S.A. celebrada el martes 26 de abril de 2016, se adoptaron los siguientes acuerdos:
  - a) Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, la cantidad de US\$6.750.604, correspondiendo un dividendo de US\$0,0064089446 por acción, que se pagará el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado que se publique en el Diario Oficial el 20 de mayo. Tendrán derecho al dividendo los accionistas inscritos en el registro respectivo a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha del reparto.
  - b) Elegir como directores titulares de la Sociedad a las personas que a continuación se indican: i) Philip de Cnudde; ii) Pierre Devillers; iii) Daniel Pellegrini; iv) Hendrik De Buyserie; v) Mauro Valdés Raczynski; vi) Emilio Pellegrini Ripamonti y; vii) Cristián Eyzaguirre Johnston. Se designaron además los respectivos directores suplentes: i) Dante Dell'Elce; ii) Patrick Obyn; iii) Willem van Twembeke; iv) Pablo Villarino Herrera; v) Gerardo Silva Iribarne; vi) Fernando Abara Elías; vii) Joaquín González Errázuriz.

- c) Designar como empresa de auditoría externa a la firma Deloitte Auditores y Consultores Limitada.
- **Junta Extraordinaria de Accionistas:** En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad por “Engie Energía Chile S.A”, aprobando para ese efecto la modificación de los estatutos sociales.
  - **Dividendo provisorio:** El Directorio de Engie Energía Chile S.A., en su sesión celebrada con fecha 26 de abril de 2016, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, la cantidad de US\$63.600.000, correspondiendo un dividendo de US\$ 0,0603810972 por acción, que se pagará el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en moneda nacional, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha. Dicho dividendo fue acordado en consideración al efecto favorable que produjo la venta del 50% de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. sobre la caja de Engie Energía Chile S.A. y la utilidad neta del primer trimestre de 2016.
  - **Venta del 50% de TEN:** El día 27 de enero se materializó la venta del 50% de las acciones del proyecto TEN a Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación S.A. Como producto de la venta, EECL recibió el precio de US\$218 millones por las acciones más el importe correspondiente al 50% de los avances otorgados por EECL a TEN para financiar el avance del proyecto desde el inicio de su construcción. Con esto, EECL recibió recursos por US\$303 millones que la Compañía destinará en su mayor parte a financiar los proyectos en curso. La venta del 50% de las acciones de TEN tuvo un impacto positivo no-recurrente de US\$148 millones en la utilidad neta después de impuestos de EECL.
  - **Estado de avance de los proyectos:** Al 30 de junio de 2016 se tiene que
    - i. **Infraestructura Energética Mejillones:** Este proyecto de carbón pulverizado de 375 MW de potencia bruta se encuentra avanzando de acuerdo al cronograma y presupuesto. El contratista principal bajo modalidad llave en mano es S.K. Engineering and Construction (Corea) (“SKEC”). Los equipos principales, tales como turbina (Doosan-Skoda), caldera (Doosan) y generador (Siemens) se encuentran en fabricación. Los principales sub-contratistas de SKEC son Salfa para obras civiles, Belfi para obras marítimas y SEIL (Corea) para el montaje de la caldera. La construcción del edificio de la caldera y el vertimiento de concreto para el edificio de la turbina de vapor se encuentran en progreso. Asimismo, las obras civiles de la sala de control, así como las excavaciones para las estructuras de toma y descarga de agua y otros sistemas auxiliares, se encuentran avanzando. Se espera que esta planta entre en operaciones en julio de 2018, con una inversión estimada de US\$945 millones (sin el puerto), de los cuales se han desembolsado un total de US\$172 millones.
    - ii. **Nuevo puerto:** Su construcción está a cargo de Belfi, y tiene como fecha de entrega agosto de 2017, con una inversión estimada de US\$122 millones, de los cuales se han desembolsado un total de US\$47 millones. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 40%. La construcción de los frentes marítimos avanza con la hincapié de los pilotes del cabezo (jetty head) y el montaje de vigas, en tanto el frente de tierra trabaja en la construcción de las fundaciones de la estructura de soporte de la correa transportadora y fabricación de losetas del cabezo. En relación al suministro de equipos principales, los descargadores de barco iniciaron su fabricación durante julio y se espera que la correa transportadora y sus componentes, actualmente en proceso de fabricación, lleguen al sitio a fines septiembre.
    - iii. **TEN:** Este proyecto dejó de consolidarse en los estados financieros de EECL debido a la venta del 50% de su propiedad, quedando bajo control conjunto con Red Eléctrica. El proyecto también se encuentra avanzando de acuerdo a presupuesto y avanza según cronograma en su camino crítico. Las fundaciones para las subestaciones y las obras civiles presentan distintos grados de avance, con los reactores y primeros transformadores ya recibidos en terreno. Asimismo, las torres de transmisión se encuentran en distintas etapas (obras civiles, pruebas, despacho de materiales y montaje) y el cableado comenzó en junio según lo planificado. La totalidad de los derechos de paso se encuentran acordados y se han obtenido más del 90% de las concesiones eléctricas.

El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$800 millones, de los cuales a la fecha ya se han invertido US\$266 millones y se espera que entre en operaciones en el tercer trimestre de 2017. Para financiar el proyecto, la compañía está estructurando un financiamiento bancario de largo plazo del tipo “Project Finance” con asesoría de Banco Santander.

Cabe recordar que en diciembre de 2015, el Servicio de Evaluación Ambiental aprobó el EIA del Proyecto Nueva Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA, al cual el proyecto TEN deberá conectarse en su extremo sur. En su extremo norte, se conectará al proyecto IEM y, para comenzar a recibir ingresos troncales, TEN deberá conectarse al SING a través de una nueva línea de transmisión de 3 kilómetros de longitud, que unirá las subestaciones Changos y Kapatur. Tanto esta línea como la línea Changos-Nueva Crucero-Encuentro de 140 kilómetros, fueron adjudicadas a Transelec.

## ANTECEDENTES GENERALES

Engie Energía Chile (en adelante EECL) opera en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el segundo mayor sistema interconectado del país, el cual provee electricidad a la zona norte y a una porción significativa de su industria minera. Dadas sus características geográficas, se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural, GNL y petróleo diésel y un creciente desarrollo de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

### Costos Marginales

<b>Costo Marginal Crucero 220 kV</b>				<b>Costo Promedio de Operación (SING)</b>			
(En US\$/MWh)				(En US\$/MWh)			
<b>Periodo</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>% Variación</b>	<b>Periodo</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>% Variación</b>
			<b>Año c/A</b>				<b>Año c/A</b>
1T	49,3	49,0	-1%	1T	47,6	34,3	-28%
Abril	52,8	52,3	-1%	Abril	46,8	33,1	-29%
Mayo	46,4	73,4	58%	Mayo	47,9	37,0	-23%
Junio	76,6	85,1	11%	Junio	52,7	39,1	-26%
<b>2T</b>	<b>58,4</b>	<b>70,3</b>	<b>20%</b>	<b>2T</b>	<b>49,1</b>	<b>36,4</b>	<b>-26%</b>
3T	55,9			3T	46,1		
4T	65,2			4T	39,9		
<b>Año</b>	<b>57,2</b>	<b>59,6</b>	<b>4%</b>	<b>Año</b>	<b>45,7</b>	<b>35,3</b>	<b>-23%</b>

Fuente: CDEC-SING.

En el primer trimestre de 2016, los costos marginales muestran un nivel muy similar a igual periodo del año anterior, promediando US\$49,0/MWh. Sin embargo, los costos medios de operación del sistema, que corresponden al promedio ponderado del costo variable de las centrales, mostraron una caída de dos dígitos, a consecuencia del menor costo de combustibles utilizados en el sistema.

En el segundo trimestre de 2016, la realidad fue muy diferente, con un costo marginal que se elevó un 20% en comparación con igual trimestre del año anterior, superando los US\$100/MWh en la mayor parte de la última quincena de junio.

Respecto a los costos promedios de operación del sistema, estos se mantuvieron en niveles inferiores a US\$40/MWh durante el trimestre, reflejando que gran parte de la energía del sistema fue producida por energía eficiente (~90% de la energía del 2T fue producida por ERNC+ Gas + Carbón). En tanto, la mayor parte de energía no eficiente fue suministrada por Gasatacama. Paralelamente, existió un efecto hasta el mes de mayo por la central en fase de pruebas Cochrane, puesto que la energía inyectada no se valorizaba dentro de los costos medios.

Cabe mencionar que en marzo de 2016 se implementaron los Servicios Complementarios (SSCC) y comenzó a regir un nuevo procedimiento para la determinación del costo marginal. Ambos eventos dejaron obsoleta la Resolución Exenta 39 del año 2000 (RM39).

Es necesario destacar que los sobrecostos que compensaba la RM39 ya no serán calculados por el CDEC-SING. Sin embargo, parte de estos serán reemplazados por los ingresos de los SSCC y el incremento del costo marginal real, como se observa en la tabla precedente.

Por último, los sobrecostos por limitaciones de transmisión y costos por operación de centrales a mínimo técnico seguirán calculándose por el CDEC-SING de acuerdo al DS 130, sin modificación alguna.

## Sobrecostos

### Sobrecostos

(En millones de US\$)

Periodo	2015		2016		% Variación Año c/A	
	Total	Prorrata EECL	Total	Prorrata EECL	Total	Prorrata EECL
1T	35,8	16,0	9,4	4,8	-74%	-70%
Abril	15,6	8,4	3,2	1,6	-79%	-81%
Mayo	18,3	9,6	5,0	2,5	-73%	-74%
Junio	18,4	9,7	2,3	1,1	-88%	-89%
2T	52,3	27,6	10,5	5,2	-80%	-81%
3T	44,5	24,0				
4T	27,6	14,4				
Año	160,2	82,0				

En el primer trimestre de 2016 los sobrecostos del sistema disminuyeron 74% interanual, totalizando US\$9,4 millones. La caída se debió principalmente a los nuevos factores operacionales de la central Atacama y en menor medida, al menor precio del diesel.

Para el segundo trimestre de 2016 los sobrecostos acentuaron la tendencia bajista, disminuyendo un 80% a nivel interanual. La prorrata de EECL acumuló en el semestre US\$10,0 millones, disminuyendo 77%.

## 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)		
	2015	2016	% Variación Año c/A	2015	2016	% Variación Año c/A	2015	2016	% Variación Año c/A	2015	2016	% Variación Año c/A
1T	48,5	33,4	-31%	53,9	34,5	-36%	2,87	1,96	-32%	60,5	39,3	-35%
2T	57,8	45,5	-21%	62,1	46,0	-26%	2,73	2,14	-22%	57,8	48,3	-16%
3T	46,5			50,2			2,75			54,1		
4T	42,0			43,3			2,11			46,8		
Año	48,7	39,6	-19%	52,3	40,3	-23%	2,61	2,05	-21%	54,8	43,9	-20%

Durante el primer trimestre de 2016, los precios internacionales de los combustibles mostraron un retroceso interanual del orden de 30%.

Para el segundo trimestre de 2016, los precios internacionales de los combustibles continuaron mostrando retrocesos de dos dígitos a nivel interanual. Sin embargo, tuvieron un significativo rebote respecto al trimestre anterior (superando el 30% en el caso del petróleo).

## Generación

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación eléctrica en el SING por tipo de combustible:

**2015**

<u>Tipo de Combustible</u>	<u>1T 2015</u>		<u>2T 2015</u>		<u>1S 2015</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>
Carbón	3.549	78%	3.431	73%	6.980	76%
GNL	483	11%	605	13%	1.088	12%
Diesel / Petróleo pesado	305	7%	454	10%	759	8%
Renovable	188	4%	179	4%	368	4%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.525</b>	<b>100%</b>	<b>4.669</b>	<b>100%</b>	<b>9.194</b>	<b>100%</b>

**2016**

<u>Tipo de Combustible</u>	<u>1T 2016</u>		<u>2T 2016</u>		<u>1S 2016</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>
Carbón	3.802	78%	3.737	76%	7.538	77%
GNL	502	10%	402	8%	904	9%
Diesel / Petróleo pesado	305	6%	468	10%	773	8%
Renovable	278	6%	281	6%	559	6%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.887</b>	<b>100%</b>	<b>4.888</b>	<b>100%</b>	<b>9.775</b>	<b>100%</b>

Fuente: CDEC-SING

Durante el primer trimestre de 2016, la potencia bruta horaria promedió 2.237 MW, un 6,7% superior a igual trimestre del año anterior. En cuanto a la generación bruta del sistema, ésta también tuvo un crecimiento anual de 8,0%, influida por el incremento de demanda tanto de nuevas faenas mineras que iniciaron su operación después del 1T de 2015, como por otras que aumentaron consumo (OLAP y OGP 1 de BHP Billiton, Sierra Gorda, Antucoya y Esperanza). Cabe notar que la potencia máxima del primer trimestre fue de 2.558 MW, un 8,5% superior a la de igual periodo de 2015. El mix de generación entre carbón y gas fue relativamente estable, aumentando la contribución la componente renovable.

Para el segundo trimestre de 2016, se evidenció una potencia bruta horaria promedio de 2.237 MW, un 4,6% superior al segundo trimestre de 2015. Respecto a la potencia máxima, ésta fue de 2.554 MW en el segundo trimestre, la cual si bien no superó a la del trimestre inmediatamente anterior, mostró un crecimiento de 7,1% a nivel interanual. Respecto al mix de generación, la participación de GNL perdió 5 puntos porcentuales en el mix, el que fue suplido por Carbón y en menor medida por ERNC.

La generación por empresa en el SING ha sido la siguiente:

### Generación por Empresa (en GWh)

2015

<u>Empresa</u>	<u>1T 2015</u>		<u>2T 2015</u>		<u>1S 2015</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>
AES Gener	1.536	34%	1.532	33%	3.068	33%
Celta	267	6%	263	6%	530	6%
GasAtacama	276	6%	423	9%	699	8%
EECL (con CTH al 100%)	2.267	50%	2.274	49%	4.541	49%
Otros	179	4%	177	4%	356	4%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.525</b>	<b>100%</b>	<b>4.669</b>	<b>100%</b>	<b>9.194</b>	<b>100%</b>

2016

<u>Empresa</u>	<u>1T 2016</u>		<u>2T 2016</u>		<u>1S 2016</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>
AES Gener	1.661	34%	1.968	40%	3.630	37%
Celta	257	5%	31	1%	288	3%
GasAtacama	294	6%	458	9%	752	8%
EECL (con CTH al 100%)	2.411	49%	2.114	43%	4.524	46%
Otros	265	5%	316	6%	580	6%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.887</b>	<b>100%</b>	<b>4.888</b>	<b>100%</b>	<b>9.775</b>	<b>100%</b>

Fuente: CDEC-SING

Durante el primer trimestre de 2016 EECL aumentó su generación 6,4% en comparación a igual periodo del año anterior, totalizando el 49% de la generación del SING. Para la Compañía, el mayor incremento en generación fue en la componente en base a gas, seguida de carbón. En lo concerniente a mantenencias mayores programadas, durante el 1T16 la unidad 16 (gas, 400MW) del complejo de Tocopilla estuvo 9 días en mantención y CTM2 (carbón, 175 MW) del complejo Mejillones 21 días.

En el segundo trimestre de 2016, EECL disminuyó su generación 7,0% en comparación con igual periodo del año anterior, influido por el mantenimiento de las unidades CTM1 (carbón, 166 MW), CTM3 (gas, 251 MW), TG3 (Diesel, 38 MW) y CTH (carbón, 170 MW). La unidad CTM3 estuvo prácticamente todo el segundo trimestre fuera de operación, mientras que CTH estuvo todo el mes de junio en mantenimiento. CTM1 estuvo 10 días en mantenimiento, mientras que TG3 estuvo prácticamente todo mayo y junio fuera del sistema.

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados que han sido objeto de auditoría de revisión limitada para los periodos finalizados al 30 de junio de 2016 y 30 de junio de 2015. Estos estados financieros 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 Superintendencia de Valores y Seguros ([www.svs.cl](http://www.svs.cl)).

### Resultados de las operaciones

## Segundo trimestre de 2016 comparado con el primer trimestre de 2016 y segundo trimestre de 2015

### Ingresos operacionales

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

	<u>2T 2015</u>		<u>1T 2016</u>		<u>2T 2016</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.....	180,4	75%	156,7	74%	165,9	75%	6%	-8%
Ventas a clientes regulados.....	51,6	22%	47,7	22%	43,9	20%	-8%	-15%
Ventas al mercado spot.....	7,3	3%	8,2	4%	12,8	6%	56%	75%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>239,4</b>	<b>85%</b>	<b>212,6</b>	<b>92%</b>	<b>222,5</b>	<b>93%</b>	<b>5%</b>	<b>-7%</b>
Ventas de gas.....	23,1	8%	0,1	0%	2,2	1%		-90%
Otros ingresos operacionales.....	19,6	7%	18,2	8%	15,4	6%	-15%	-21%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>282,0</b>	<b>100%</b>	<b>230,9</b>	<b>100%</b>	<b>240,2</b>	<b>100%</b>	<b>4%</b>	<b>-15%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.749	77%	1.737	75%	1.686	72%	-3%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	466	21%	483	21%	478	20%	-1%	3%
Ventas de energía al mercado spot.....	42	2%	109	5%	168	7%	55%	301%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.258</b>	<b>100%</b>	<b>2.328</b>	<b>100%</b>	<b>2.333</b>	<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>3%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)</b>	<b>104,8</b>		<b>89,4</b>		<b>96,3</b>		<b>8%</b>	<b>-8%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)</b>	<b>110,8</b>		<b>98,7</b>		<b>91,8</b>		<b>-7%</b>	<b>-17%</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 segundo trimestre de 2016, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$222,5 millones, aumentando respecto al trimestre previo, producto principalmente del mayor precio monómico promedio, producto del mayor precio internacional de los combustibles a los cuales las tarifas están indexadas, como también al mayor precio observado del costo marginal, el cual influye en la tarificación de algunos contratos, sobre todo cuando existen centrales en mantención.

En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – estas disminuyeron levemente en el segmento de clientes regulados, fundamentalmente por el efecto precio, el cual fue reajustado en el mes de abril. Se observa además un leve aumento a nivel físico de las ventas al mercado spot.

En la comparación interanual, las ventas físicas aumentaron unos 3%, influidas principalmente por mayor volumen de ventas al mercado spot, levemente contrarrestado por un menor consumo de clientes libres. En tanto, los ingresos por concepto de energía y potencia disminuyeron un 7%, debido al retroceso del precio monómico

promedio, tanto de clientes libres como regulados. Lo anterior explicado por el descenso del precio internacional de los combustibles a los cuales están indexadas las tarifas.

Respecto a las variaciones de consumo de nuestros clientes, este segundo trimestre de 2016 tuvo una caída de 51 GWh en clientes libres, tanto por el término de contrato con SQM, como por la disminución de demanda de Radomiro Tomic y en menor medida El Abra. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por mayor demanda de Xstrata Copper, Cerro Colorado y Chuqui-Gaby.

En la comparación interanual, los clientes libres retrocedieron su demanda en 63GWh, producto del término de contrato con SQM y la disminución de demanda de El Abra y Michilla. Lo anterior fue levemente compensado por la demanda del nuevo cliente Antucoya y el aumento de Xstrata Copper y Cerro Colorado, entre otros.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este segundo trimestre a los US\$43,9 millones, con una baja de 15% en comparación con igual trimestre de 2015, como resultado de un menor precio promedio de venta. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó desde US\$3,33/MM BTU utilizado en 2T del año anterior (proveniente del proceso tarifario de abril de 2015) a US\$2,05/MM BTU usado en el 2T de 2016 (número del proceso tarifario de abril de 2016). En la comparación con el trimestre inmediatamente anterior, la caída de 8% en las ventas de este segmento fue principalmente un efecto de precio monómico promedio, dado que el índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa del primer trimestre era de US\$2,80/MM BTU, sustancialmente mayor a los US\$2,05/MM BTU utilizado este segundo trimestre.

En términos físicos, las ventas al mercado spot de nuestra filial CTA alcanzó el 100% de nuestras ventas a este segmento (168 GWh), superando al trimestre inmediatamente anterior (120 GWh) y con mayor razón a igual trimestre del año anterior (32 GWh). En lo concerniente a CTH, no tuvo venta al mercado spot durante el segundo trimestre, situación similar a la acaecida en el trimestre anterior y comparándose desfavorablemente con igual trimestre del año anterior (10GWh). 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 este segundo trimestre, al igual que en el trimestre inmediatamente anterior, no estuvo presente el ítem de ventas de gas, lo que se compara desfavorablemente con 2T2015. En cuanto a la partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes, que este trimestre representó un 67% del total. Además incluyen partidas de servicios varios (portuarios, mantención, etc).

## Costos operacionales

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

	<u>2T 2015</u>		<u>1T 2016</u>		<u>2T 2016</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Amount</u>	<u>% of 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>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(84,4)	36%	(85,9)	44%	(74,4)	37%	-13%	-12%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(33,9)	14%	(21,0)	11%	(41,0)	20%	95%	21%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(32,9)	14%	(33,8)	17%	(33,3)	16%	-2%	1%
Otros costos directos de la operación	(75,0)	32%	(45,8)	24%	(48,9)	24%	7%	-35%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(226,3)</b>	<b>96%</b>	<b>(186,5)</b>	<b>96%</b>	<b>(197,6)</b>	<b>97%</b>	<b>6%</b>	<b>-13%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(12,8)	5%	(6,8)	3%	(5,1)	3%	-24%	-60%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	0%	(0,6)	0%	(1,2)	1%	112%	117%
Otros ingresos/costos de la operación...	4,8	-2%	(0,7)	0%	0,6	0%		
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(234,9)</b>	<b>100%</b>	<b>(194,6)</b>	<b>100%</b>	<b>(203,3)</b>	<b>100%</b>	<b>5%</b>	<b>-13%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.825	80%	1.893	79%	1.749	83%	-8%	-4%
Gas.....	407	18%	499	21%	343	16%	-31%	-16%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	31	1%	7	0%	11	1%	71%	-63%
Hidro/Solar.....	11	0%	12	0%	10	0%	-13%	-7%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.274</b>	<b>100%</b>	<b>2.411</b>	<b>100%</b>	<b>2.114</b>	<b>100%</b>	<b>-12%</b>	<b>-7%</b>
Menos Consumos propios.....	(181)	-8%	(191)	-8%	(165)	-8%	-14%	-9%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>2.093</b>	<b>91%</b>	<b>2.220</b>	<b>93%</b>	<b>1.949</b>	<b>81%</b>	<b>-12%</b>	<b>-7%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	216	9%	178	7%	470	19%	165%	118%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>2.309</b>	<b>100%</b>	<b>2.397</b>	<b>100%</b>	<b>2.419</b>	<b>100%</b>	<b>1%</b>	<b>5%</b>

La generación bruta de electricidad disminuyó tanto en forma interanual, como en la comparación respecto al trimestre anterior. Dicha disminución respecto al trimestre anterior se distribuyó prácticamente de igual forma tanto en generación en base a carbón como en base a gas, influidos por las mantenciones de nuestras unidades anteriormente mencionadas. Cabe notar que la comparación respecto a igual trimestre del año anterior la generación a gas muestra menor caída, dado que durante 2015 se encontraba en arriendo la unidad CTM3. En cuanto al mix de generación, la contribución en base a carbón (83%) aumentó tanto respecto al trimestre anterior, como en forma interanual.

En este trimestre, el ítem de combustibles retrocedió US\$11,5 millones respecto al trimestre inmediatamente anterior, influido principalmente por el ítem carbón y GNL, que en conjunto retrocedieron US\$12,8 millones, lo cual fue menormente contrarrestado por mayor costo de logística de cal hidratada en US\$2,5 millones. El menor costo del ítem combustible se debió principalmente al menor volumen de generación, dada la indisponibilidad de unidades. En la comparación interanual, el ítem de combustibles también registró una caída, retrocediendo US\$10,0 millones, compuesto de un menor uso de carbón y gas por US\$15,7 millones junto con una baja en la utilización de diesel y fuel oil, lo que fue levemente contrarrestado por el uso de cal hidratada, la cual no se encontraba presente en el proceso productivo en el segundo trimestre del año anterior.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó fuertemente respecto al trimestre anterior, superándolo en US\$20 millones, lo cual se explica principalmente por el mayor volumen comprado, dada la indisponibilidad de alguna de nuestras unidades. Cabe notar que este ítem incluye la partida de sobrecostos del sistema, pero es de un bajo nivel desde diciembre de 2015. En la comparación con igual trimestre del año anterior, el ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot se incrementa en US\$7,1 millones, lo cual se fundamenta principalmente en mayores compras de energía y potencia por US\$19,4 millones, contrarrestado parcialmente por menores sobrecostos por US\$13,2 millones. El aumento del ítem compras se debió fundamentalmente al mayor volumen adquirido.

El costo de la depreciación en este trimestre (excluyendo la del GAV) aumentó levemente en términos interanuales, debido al "overhaul" realizado el año pasado a la unidad 16, en adición a la inversión efectuada en el

proyecto de reducción de emisiones. En la comparación con el trimestre anterior, la depreciación disminuye 0,5 millones, debido al término de la depreciación de algunos activos.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenimiento y costos de ventas de combustibles. Este ítem, en la comparación con el trimestre anterior, tuvo un leve aumento, producto de mayores costos de peajes y servicios de terceros (mantención unidades). En la comparación con igual trimestre de año anterior, se observa un importante retroceso de US\$26,1 millones, mayoritariamente compuesto por menores costos de ventas y regasificación de GNL – negocio que estuvo presente el año anterior- y también una importante disminución en gastos generales, levemente contrarrestado por mayores peajes de transporte de energía.

Los gastos de administración y ventas registraron un retroceso de US\$1,0 millón respecto al trimestre anterior. En la comparación interanual registran un descenso de US\$7,4 millones, asociado a una disminución en el ítem de servicios a terceros y asesorías, junto con beneficios del personal.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por recuperaciones, provisiones e ingresos de diversos ítems, y su valor es relativamente menor. Sin embargo, cabe recordar que en el segundo trimestre de 2015 hubo un recuperado de provisión por incobrabilidad de US\$4,5 millones, asociado a un arbitraje con SQM.

### *Margen Eléctrico*

	Información Trimestral (en millones de US\$)					
	2015			2016		
	1T15	2T15	1S15	1T16	2T16	1S16
<b>Margen Eléctrico</b>						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	243,4	239,4	482,8	212,6	222,5	435,1
Costo de combustible.....	(96,5)	(84,4)	(180,9)	(85,9)	(74,4)	(160,3)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(30,2)	(33,9)	(64,2)	(21,0)	(41,0)	(62,0)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>116,7</b>	<b>121,0</b>	<b>237,7</b>	<b>105,7</b>	<b>107,1</b>	<b>212,8</b>
<i>Margen eléctrico</i>	48%	51%	49%	50%	48%	49%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un leve aumento de nivel (US\$1,5 millones) con respecto al trimestre inmediatamente anterior; sin embargo, a nivel de margen porcentual, retrocedió al 48%, afectado por la mayor compra de energía y potencia al mercado spot. En comparación con igual trimestre del año anterior, el margen eléctrico tuvo tanto una disminución de nivel en US\$13,9 millones, como porcentual (2,4 pp.)

## Resultado operacional

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

EBITDA	2T 2015		1T 2016		2T 2016		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	282,0	100%	230,9	100%	240,2	100%	4%	-15%
Total costo de ventas	(226,3)	-80%	(186,5)	-81%	(197,6)	-82%	6%	-13%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>55,8</b>	20%	<b>44,4</b>	19%	<b>42,6</b>	18%	<b>-4%</b>	<b>-24%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(8,6)	-3%	(8,0)	-3%	(5,8)	-2%	-28%	-33%
<b>Ganancia Operacional</b> .....	<b>47,2</b>	17%	<b>36,3</b>	16%	<b>36,9</b>	15%	<b>1%</b>	<b>-22%</b>
Depreciación y amortización.....	33,5	12%	34,4	15%	34,5	14%	0%	3%
<b>EBITDA</b> .....	<b>80,6</b>	28,6%	<b>70,7</b>	30,6%	<b>71,3</b>	29,7%	<b>1%</b>	<b>-12%</b>

El EBITDA del segundo trimestre de 2016 llegó a US\$71,3 millones, levemente superior al trimestre inmediatamente anterior. Cabe notar que pese a tener una menor ganancia bruta, la mayor reducción en los gastos de administración y ventas permitió dicho aumento. En la comparación interanual, la caída del EBITDA fue de 12%, producto de menores ingresos de la operación ya mencionados. Cabe resaltar que se ha hecho un esfuerzo en reducir los GAV de la compañía dentro del plan de eficiencia (ahorros de personal), lo que ha permitido amortiguar los efectos de menores ingresos. En efecto, el margen EBITDA aumentó 1,1 puntos porcentuales.

## Resultados financieros

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

Resultados no operacionales	2T 2015		1T 2016		2T 2016		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	0,6	0%	0,6	0%	0,6	0%	8%	9%
Gastos financieros.....	(8,7)	-4%	(7,8)	-3%	(8,0)	-2%	3%	-7%
Diferencia de cambio.....	(6,2)	-3%	0,8	0%	0,2	0%		
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-		53,9		(0,4)	0%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(0,1)	0%	179,3	75%	0,5	0%		
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(14,4)</b>	-6%	<b>226,8</b>	94%	<b>(7,2)</b>	-2%		
Ganancia antes de impuesto.....	32,8	14%	263,1	110%	29,7	6%	<b>-89%</b>	<b>-9%</b>
Impuesto a las ganancias.....	(14,4)	-6%	(49,8)	-21%	(8,3)	-2%		
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	18,4	8%	213,3	89%	21,4	5%	-90%	16%
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>17,7</b>	8%	<b>212,0</b>	88%	<b>21,6</b>	5%	<b>-90%</b>	<b>22%</b>
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	0,7	0%	1,3	1%	(0,2)	0%	-116%	-132%
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>17,7</b>	8%	<b>212,0</b>	88%	<b>21,6</b>	5%	<b>-90%</b>	<b>22%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,017</b>	0%	<b>0,201</b>	0%	<b>0,020</b>	0%		

El gasto financiero en la comparación con el trimestre inmediatamente anterior, aumentó levemente (US\$0,2 millones) producto de intereses asociados a la reliquidación de peajes. Sin embargo, en la comparación interanual retrocedió US\$0,7 millones debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó US\$0,2 millones a favor en el trimestre, levemente menor que la utilidad de cambio de US\$0,8 millones registrada el trimestre anterior. En la comparación con igual trimestre del año

anterior, se observa una importante mejoría debido a que la base de comparación, dado que en el segundo trimestre de 2015 hubo una depreciación del peso chileno, influyendo sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA).

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación), este trimestre acumula una leve pérdida producto del resultado devengado del ejercicio de TEN, asociados a gastos de administraciones generales. En la comparación con el trimestre anterior, cabe notar la alta base de comparación se debió a la utilidad relacionada al reconocimiento del valor justo del 50% de las acciones de TEN, la cual se desconsolidó del balance en el primer trimestre, por lo que no hay comparativo interanual.

Los otros ingresos no operacionales netos este trimestre alcanzaron los US\$0,5 millones, explicados principalmente por venta de agua, ítem que no estaba presente en igual trimestre del año anterior. En la comparación con el trimestre anterior, la alta base de comparación se debió a ítems no recurrentes: i) Venta de del 50% de las acciones de TEN (US\$187 millones); ii) Venta de estación convertidora a SQM (US\$13 millones); iii) Baja financiera de la central Tamaya (“*impairment*” de US\$18 millones) y; iv) Baja de proyectos en desarrollo (US\$4 millones).

### ***Ganancia neta***

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2015 fue de un 22,5%, en tanto que para 2016 es de 24%.

En el segundo trimestre de 2016, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$21,6 millones, mostrando un alza interanual pese a que hubo una menor ganancia neta antes de impuestos. Lo anterior se explica principalmente porque en el segundo trimestre de 2015 hubo un aumento de impuestos no recurrente de US\$3,5 millones originado en la provisión de gastos por el resultado del arbitraje con Codelco y por un mayor monto de US\$2,9 millones de impuesto pagado en abril de 2015 en relación al gasto provisionado.

En la comparación con el primer trimestre de 2016, la base de comparación es alta debido principalmente por la utilidad en la venta del 50% de las acciones de TEN. A modo de hacer un análisis comparativo, eliminando los efectos no recurrentes, la utilidad neta del primer trimestre habría alcanzado los US\$20,2 millones, por lo que la utilidad de este segundo trimestre se compara favorablemente con el trimestre anterior, apoyado por una leve mejora en el EBITDA. Cabe notar que la ganancia en participación no controladora (40% de la propiedad de CTH) fue levemente negativa este trimestre, dado que dicha central estuvo fuera de operación prácticamente todo junio.

# Primer semestre de 2016 comparado con el primer semestre de 2015

## Ingresos operacionales

Información a Junio 2016 (en millones de US\$)

	1S 2015		1S 2016		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
<b>Ingresos de la operación</b>						
Ventas a clientes no regulados.....	362,3	75%	322,5	74%	-39,7	-11%
Ventas a clientes regulados.....	107,0	22%	91,6	21%	-15,4	-14%
Ventas al mercado spot.....	13,5	3%	21,0	5%	7,5	56%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>482,8</b>	<b>85%</b>	<b>435,1</b>	<b>92%</b>	<b>-47,7</b>	<b>-10%</b>
Ventas de gas.....	41,5	7%	2,4	1%	-39,2	-94%
Otros ingresos operacionales.....	45,3	8%	33,6	7%	-11,7	-26%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>569,6</b>	<b>100%</b>	<b>471,1</b>	<b>100%</b>	<b>-98,5</b>	<b>-17%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	3.475	76%	3.423	73%	-52,0	-1%
Ventas de energía a clientes regulados.....	929	20%	961	21%	32,4	3%
Ventas de energía al mercado spot.....	191	4%	277	6%	86,3	45%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>4.594</b>	<b>100%</b>	<b>4.661</b>	<b>100%</b>	<b>66,8</b>	<b>1%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)</b>	<b>102,5</b>		<b>92,9</b>		<b>-9,7</b>	<b>-9%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)</b>	<b>115,2</b>		<b>95,3</b>		<b>-19,9</b>	<b>-17%</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 semestre de 2016, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$435,1 millones, con una caída interanual de 10%, dada la indexación de las tarifas al precio de los combustibles. Como referencia, el precio internacional del carbón europeo cayó un 26% entre el promedio del primer semestre de 2015 y el primer semestre de 2016; cifra similar al retroceso del índice Henry Hub. En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – aumentaron levemente las ventas de energía al mercado spot en desmedro de las ventas a clientes libres.

Las ventas físicas crecieron marginalmente. A nivel de clientes libres, el leve retroceso fue producto de la disminución de demanda de El Abra, el término de contrato con SQM y Michilla, parcialmente compensados por la mayor demanda de Antucoya, Radomiro Tomic, Chuquicamata, principalmente.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$91,6 millones, con una baja de 14% en comparación con igual semestre de 2015, como resultado de un menor precio promedio de venta, levemente contrarrestado por un mayor nivel de ventas físicas. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato tuvo dos referencias en el primer semestre del 2015, a saber US\$4,26/MM BTU y US\$3,33/MM BTU, las cuales descendieron para el primer semestre de este año a US\$2,80/MM BTU y US\$2,05/MM BTU, respectivamente.

En términos físicos, las ventas al mercado spot provinieron en su totalidad de nuestra filial CTA, a diferencia de la contribución en el primer semestre de 2015 de 39GWh de CTH. 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.

Este semestre, para el ítem ventas de gas, hubo ventas de menor cuantía a Solgas. En la comparación con igual semestre del año anterior, cabe recordar que no estuvo presente el negocio de venta de gas a otro generador, de ahí la alta base de comparación. La partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes

que representaron cerca del 58% del total de este ítem. Además incluyen partidas de servicios portuarios, derechos de conexión y otros.

### Costos operacionales

#### Información a Junio 2016 (en millones de US\$)

	1S 2015		1S 2016		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
<b>Costos de la operación</b>						
Combustibles.....	(180,9)	38%	(160,3)	40%	-20,6	-11%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(64,2)	14%	(62,0)	16%	-2,2	-3%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(64,3)	14%	(67,1)	17%	2,8	4%
Otros costos directos de la operación	(144,5)	30%	(94,7)	24%	-49,8	-34%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(453,8)</b>	<b>96%</b>	<b>(384,1)</b>	<b>97%</b>	<b>-69,7</b>	<b>-15%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(24,3)	5%	(11,9)	3%	-12,4	-51%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,1)	0%	(1,8)	0%	0,6	57%
Otros ingresos/costos de la operación...	4,9	-1%	(0,1)	0%		
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(474,3)</b>	<b>100%</b>	<b>(397,9)</b>	<b>100%</b>	<b>-76,4</b>	<b>-16%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	3.651	80%	3.642	80%	-9,4	0%
Gas.....	811	18%	842	19%	31,4	4%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	54	1%	18	0%	-36,4	-67%
Hidro/Solar.....	24	1%	22	0%	-2,0	-8%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>4.541</b>	<b>100%</b>	<b>4.524</b>	<b>100%</b>	<b>-16,5</b>	<b>0%</b>
Menos Consumos propios.....	(348)	-8%	(356)	-8%	-7,7	2%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>4.193</b>	<b>89%</b>	<b>4.169</b>	<b>87%</b>	<b>-24,2</b>	<b>-1%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	507	11%	648	13%	141,2	28%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>4.699</b>	<b>100%</b>	<b>4.816</b>	<b>100%</b>	<b>117,0</b>	<b>2%</b>

La generación bruta de electricidad estuvo prácticamente plana en la comparación semestral y prácticamente con la misma contribución del mix.

Para el semestre, la disminución en los precios internacionales de combustibles implicó una caída de 11% (US\$20,6 millones) en la partida de combustibles en comparación con igual periodo del año anterior. La disminución se explica principalmente por el ítem carbón y en menor medida GNL, los cuales en su conjunto representaron un ahorro del orden de US\$30 millones. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por el mayor uso de cal hidratada en los procesos de reducción de emisiones de gases (no estuvo presente en 1S2015).

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot registró una leve disminución, pese a un aumento en el volumen de las compras.

El costo de la depreciación (excluida la depreciación en el GAV) aumentó US\$2,8 millones, debido al “overhaul” realizado el año pasado a la unidad 16, junto a la inversión realizada en el proyecto de reducción de emisiones.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenimiento y costos de ventas de combustibles. Este ítem, como un todo, tuvo una disminución del orden de prácticamente US\$50 millones, del cual poco más de la mitad se explica por costo de venta y regasificación asociado al negocio del gas con otro generador, seguido por menores costos por reliquidación de peajes.

Los gastos de administración y ventas presentaron un importante retroceso de US\$ 12,4 millones, influido por la depreciación del peso chileno de 11% (690 CLP/USD en 1S16 v/s 621 en 1S15), junto con menores gastos asociado a contingencias legales, menores gastos de beneficios a empleados y menores gastos en asesorías y servicios de terceros, en el marco del plan de eficiencia que ha implementado la compañía.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por recuperaciones, provisiones e ingresos de diversos ítems, y su valor es relativamente menor para este semestre. Durante el primer semestre de 2015 hubo un recupero de provisión por incobrabilidad de US\$4,5 millones, asociado a un arbitraje con SQM.

### **Resultado operacional**

#### **Información a Junio 2016 (en millones de US\$)**

EBITDA	<u>1S 2015</u>		<u>1S 2016</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Total ingresos de la operación	569,6	100%	471,1	100%	-98,5	-17%
Total costo de ventas	(453,8)	80%	(384,1)	82%	-69,7	-15%
<b>Ganancia bruta.....</b>	<b>115,8</b>	<b>20%</b>	<b>87,0</b>	<b>18%</b>	<b>-28,8</b>	<b>-25%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(20,5)	4%	(13,8)	3%	-6,7	-33%
<b>Ganancia Operacional.....</b>	<b>95,3</b>	<b>17%</b>	<b>73,2</b>	<b>16%</b>	<b>-22,1</b>	<b>-23%</b>
Depreciación y amortización.....	65,5	11%	68,9	15%	3,4	5%
<b>EBITDA.....</b>	<b>160,7</b>	<b>28,2%</b>	<b>142,0</b>	<b>30,2%</b>	<b>-18,7</b>	<b>-12%</b>

El EBITDA del primer semestre de 2016 alcanzó los US\$142,0 millones, con un retroceso de 12% comparado a igual periodo del año anterior. Como anteriormente se explicó, hubo una caída en el margen eléctrico de la compañía a nivel semestral (US\$24,9 millones), lo que sumado a la ausencia del negocio del gas con otro generador y una reliquidación favorable de peajes en el primer semestre de 2015 redundó en una menor ganancia bruta. Cabe resaltar que se ha hecho un esfuerzo en reducir los GAV de la compañía dentro del plan de eficiencia (ahorros de personal), lo que ha permitido amortiguar los efectos de menores ingresos. Lo anterior redundó en un aumento en el margen EBITDA de 1,9 puntos porcentuales.

## Resultados financieros

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

	<u>1S 2015</u>		<u>1S 2016</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
<b>Resultados no operacionales</b>						
Ingresos financieros.....	0,9	0%	1,2	0%	0,3	33%
Gastos financieros.....	(19,6)	-8%	(15,8)	-3%	3,8	-19%
Diferencia de cambio.....	(4,3)	-2%	1,0	0%	5,3	
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-		53,5	11%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(0,1)	0%	179,7	38%		
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(23,0)</b>	<b>-10%</b>	<b>219,6</b>	<b>47%</b>		
Ganancia antes de impuesto.....	72,3	30%	292,8	62%	220,5	305%
Impuesto a las ganancias.....	(24,1)	-10%	(58,1)	-12%		
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	48,1	20%	234,7	50%	186,6	388%
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>45,0</b>	<b>19%</b>	<b>233,6</b>	<b>50%</b>	<b>188,6</b>	<b>419%</b>
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	3,1	1%	1,1	0%	-2,0	-64%
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>45,0</b>	<b>19%</b>	<b>233,6</b>	<b>50%</b>	<b>188,6</b>	<b>419%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,043</b>	<b>0%</b>	<b>0,222</b>	<b>0%</b>		

El ingreso financiero tuvo un leve aumento debido al mayor monto promedio de caja disponible durante el semestre.

El gasto financiero disminuyó en US\$3,8 millones) debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó US\$1,0 millones a favor en el semestre, lo que se compara favorablemente con el periodo anterior. La base de comparación se encuentra mermada debido al efecto en el primer semestre de 2015 de depreciación del peso chileno que influyó sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA).

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación), este semestre se registra la utilidad relacionada al reconocimiento del valor justo del 50% de las acciones de TEN, ítem no presente en el primer semestre de 2015.

Este semestre los otros ingresos no operacionales netos alcanzaron los US\$179,7 millones, explicados principalmente por partidas no recurrentes: i) venta del 50% de las acciones de TEN (US\$187 millones); ii) venta de una estación convertidora a SQM (US\$13 millones); iii) baja financiera de la central Tamaya (“impairment” de US\$18 millones) y; iv) baja de proyectos en desarrollo (US\$4 millones).

### Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2015 fue de un 22,5%, en tanto que para 2016 es de 24%.

En el primer semestre de 2016, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$233,6 millones, un alza de otro orden de magnitud en comparación con el periodo anterior debido a la utilidad en la venta del 50% de las acciones de TEN. A modo de hacer un análisis comparativo, eliminando los efectos no recurrentes, la utilidad neta del primer semestre habría alcanzado los US\$41,8 millones, un 7% de retroceso respecto a igual periodo del año anterior, debido a un menor EBITDA y mayor depreciación, parcialmente compensado con un mejor resultado no operacional y menor impuesto a las ganancias.

## Liquidez y recursos de capital

Al 30 de junio de 2016, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$287,0 millones. Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.<sup>1</sup>

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

<b>Estado de flujo de efectivo</b>	<b><u>2015</u></b>	<b><u>2016</u></b>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	190,4	106,9
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(199,1)	126,2
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(26,2)</u>	<u>(91,2)</u>
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b><u>(34,9)</u></b>	<b><u>141,8</u></b>

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

El flujo de caja neto proveniente de la operación en el primer semestre de 2016 incluyó US\$134,3 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$7,8 millones) y de pagos de intereses sobre los dos bonos 144-A de la compañía (US\$19,7 millones) alcanzaron los US\$106,9 millones.

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

En el primer semestre de 2016, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un ingreso de caja neto de US\$126,2 millones, compuesto como sigue:

- i. Flujo proveniente de la venta del 50% de las acciones de TEN: US\$217,56 millones;
- ii. Flujos provenientes de la venta del 50% de las acreencias con TEN netos de avances hechos a TEN durante el período: US\$26,75 millones;
- iii. Flujos provenientes de la venta de una subestación convertidora a SQM: US\$15,5 millones;
- iv. Inversiones en activos fijos: US\$135,8 millones.

### *Inversiones en activos fijos*

Las inversiones en activos fijos incluyen US\$77 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$32 millones en el nuevo puerto; y US\$6,9 millones en mantenciones mayores de equipos de transmisión y generación.

Nuestras inversiones en activos fijos para el primer semestre de los años 2015 y 2016 ascendieron a US\$199,3 millones y US\$135,8 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

---

<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.

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

<b>CAPEX</b>	<b><u>2015</u></b>	<b><u>2016</u></b>
CTA .....	0,8	1,0
CTA (Nuevo Puerto).....	-	32,3
CTH .....	0,3	0,1
Central Tamaya.....	0,5	-
IEM.....	45,3	77,4
TEN .....	78,0	-
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	42,1	1,6
Mejoras Medioambientales .....	11,9	1,6
Planta Solar.....	9,7	6,5
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	-	5,3
Otros.....	10,7	10,1
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b><u>199,3</u></b>	<b><u>135,8</u></b>

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

El principal flujo relacionado con actividades de financiamiento durante el primer semestre de 2016, fue el pago de dividendos por un total de US\$91,2 millones, los cuales se componen de:

- i. Pago de dividendos provisorios por un total de US\$8,0 millones con cargo a las utilidades del año 2015,
- ii. Pago de dividendos definitivos por un total de US\$6,75 millones con cargo a las utilidades del año 2015.
- iii. Pago de dividendos provisorios por un total de US\$63,6 millones con cargo a las utilidades del año 2016 (venta del 50% de TEN).
- iv. Pagos de dividendos por US\$13,6 millones al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH).
- v. Diferencias de cambios y retenciones, por un total de US\$0,8 millones (a favor de la compañía).

**Obligaciones contractuales**

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio de 2016.

**Obligaciones Contractuales al 30/6/16**  
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	<b><u>Total</u></b>	<b><u>&lt; 1 año</u></b>	<b><u>1 - 3 años</u></b>	<b><u>3 - 5 años</u></b>	<b><u>Más de 5 años</u></b>
Deuda bancaria.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	-	-	750,0
Costo financiero diferido.....	(23,1)	(2,2)	-	-	(20,9)
Intereses devengados.....	16,9	16,9	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	4,3	2,2	-	-	2,1
<b>Total</b>	<b><u>748,2</u></b>	<b><u>16,9</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>731,2</u></b>

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.

Con el objetivo de fortalecer la liquidez de la compañía, especialmente en un escenario con un fuerte plan de inversiones, en diciembre de 2014 EECL firmó un contrato de línea de liquidez comprometida con el Banco de Chile por un total de UF 1.250.000 (equivalente a aproximadamente US\$48 millones) que permite realizar giros por hasta 3 años, pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. Al 30 de junio de 2016, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea.

En tanto, con fecha 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 permitirá a la compañía girar de manera flexible préstamos por hasta un monto total de US\$270 millones, pagaderos en hasta cinco años. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la compañía, que tiene como objeto otorgarle los fondos y la flexibilidad necesaria 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 30 de junio de 2016, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

### **Política de dividendos**

La política de dividendos de EECL consiste en pagar los mínimos legales pudiendo aprobarse dividendos por sobre ellos si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por nuestro directorio debe ser aprobado en Junta de Accionistas, según lo establece la ley.

En Junta Ordinaria de Accionistas de Engie Energía Chile S.A., celebrada el martes 26 de abril de 2016, se acordó repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, la cantidad de US\$6.750.604, correspondiendo un dividendo de US\$0,0064089446 por acción, que se pagará el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado que se publique en el Diario Oficial el 20 de mayo. Tendrán derecho al dividendo los accionistas inscritos en el registro respectivo a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha del reparto.

El Directorio de Compañía, en adelante llamada Engie Energía Chile S.A., en su sesión celebrada con fecha 26 de abril de 2016, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, la cantidad de US\$63.600.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,0603810972 por acción, que se pagaría el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en moneda nacional, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha. Dicho dividendo fue acordado en consideración al efecto favorable que produjo la venta del 50% de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. sobre la caja de Engie Energía Chile S.A. y la utilidad neta del primer trimestre de 2016.

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

**Política de cobertura de riesgos**

Nuestra política de cobertura de riesgos financieros intenta proteger a la compañía de ciertos riesgos según se detalla a continuación:

***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 es 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. Es importante mencionar que 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. La compañía ha firmado un contrato de abastecimiento de GNL a largo plazo para suministrar el contrato de EMEL con tarifas vinculadas a Henry Hub; 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 contratar cada embarque de GNL. Este riesgo queda acotado por el reajuste de tarifa del contrato de EMEL que se gatilla en caso de una variación superior al 10%. Por otra parte, nuestra compañía participa en el negocio de compra y venta de combustibles, particularmente, ventas de gas a terceros. En éste se producen desfases entre el momento de compra y pago de los embarques, que normalmente ocurren en un momento determinado, y la venta del combustible que puede ocurrir a lo largo del año. Es por esta razón, que en el año 2015, la compañía ha tomado contratos del tipo swap de precios de combustibles para cubrir la exposición de sus resultados y de sus flujos de caja a la volatilidad de los precios de combustibles.

***Riesgo de tipos de cambio de monedas***

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos y costos están denominados en dólares y a que buscamos tomar deuda en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es limitada. El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 8% de nuestros costos de operación. Además, en la medida que se avanza en la construcción de nuestros proyectos IEM y Puerto, está aumentando el saldo de la cuenta IVA débito fiscal que se encuentra en pesos ajustables por inflación, quedando expuesta a fluctuaciones en el tipo de cambio dólar-peso. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos a un tipo de cambio observado que se reajusta semestralmente, a diferencia de los demás contratos que se ajustan mensualmente, por lo que la exposición al tipo de cambio de este

contrato es mayor. El directorio de la compañía, en sus sesiones de fines de abril y septiembre de 2014 y marzo de 2015, aprobó estrategias de cobertura de la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja de este contrato. Asimismo, 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 evitará 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 30 de junio de 2016, un 100% del total de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija. 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 afectados 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 30 de Junio de 2016**  
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

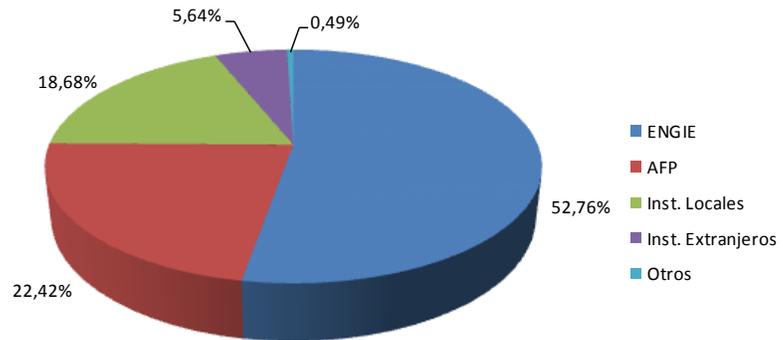
	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020 y más</u>	<u>Total</u>
<b>Tasa Fija</b>							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
<b>Total</b>		-	-	-	-	<b>750,0</b>	<b>750,0</b>

### ***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 el único cliente regulado del SING que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales. 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 30 DE JUNIO DE 2016

N° de accionistas: 1.901



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)

	<u>2015</u>			<u>2016</u>		
	<u>1T15</u>	<u>2T15</u>	<u>1S15</u>	<u>1T16</u>	<u>2T16</u>	<u>1S16</u>
<b>Ventas físicas</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.726	1.749	3.475	1.737	1.691	3.428
Ventas de energía a clientes regulados	463	466	929	483	476	959
Ventas de energía al mercado spot	149	42	191	109	168	277
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.337</b>	<b>2.258</b>	<b>4.594</b>	<b>2.328</b>	<b>2.336</b>	<b>4.664</b>
<b>Generación bruta por combustible</b>						
Carbón.....	1.826	1.825	3.651	1.893	1.749	3.642
Gas.....	404	407	811	499	343	842
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	23	31	54	7	11	18
Hidro/ Solar.....	13	11	24	12	10	22
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.267</b>	<b>2.274</b>	<b>4.541</b>	<b>2.411</b>	<b>2.114</b>	<b>4.524</b>
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(168)</i>	<i>(181)</i>	<i>(348)</i>	<i>(191)</i>	<i>(165)</i>	<i>(356)</i>
<b>Total generación neta.....</b>	<b>2.099</b>	<b>2.093</b>	<b>4.193</b>	<b>2.220</b>	<b>1.949</b>	<b>4.169</b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>	291	216	507	178	468	646
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<b>2.390</b>	<b>2.309</b>	<b>4.699</b>	<b>2.397</b>	<b>2.417</b>	<b>4.814</b>

## Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	1T15	2T15	1S15	1T16	2T16	1S16
<b>Ingresos de la operación</b>						
Ventas a clientes regulados.....	55,4	51,6	107,0	47,7	43,9	91,6
Ventas a clientes no regulados.....	181,9	180,4	362,3	156,7	165,9	322,5
Ventas al mercado spot y ajustes.....	6,2	7,3	13,5	8,2	12,8	21,0
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>243,4</b>	<b>239,4</b>	<b>482,8</b>	<b>212,6</b>	<b>222,5</b>	<b>435,1</b>
Ventas de gas.....	18,5	23,1	41,5	0,1	2,2	2,4
Otros ingresos operacionales.....	25,8	19,6	45,3	18,2	15,4	33,6
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>287,6</b>	<b>282,0</b>	<b>569,6</b>	<b>230,9</b>	<b>240,2</b>	<b>471,1</b>
<b>Costos de la operación</b>						
Combustibles.....	(96,5)	(84,4)	(180,9)	(85,9)	(74,4)	(160,3)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(30,2)	(33,9)	(64,2)	(21,0)	(41,0)	(62,0)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(31,4)	(32,9)	(64,3)	(33,8)	(33,3)	(67,1)
Otros costos directos de la operación	(69,5)	(75,0)	(144,5)	(45,8)	(48,9)	(94,7)
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(227,6)</b>	<b>(226,3)</b>	<b>(453,8)</b>	<b>(186,5)</b>	<b>(197,6)</b>	<b>(384,1)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(11,4)	(12,8)	(24,3)	(6,8)	(5,1)	(11,9)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	(0,6)	(1,1)	(0,6)	(1,2)	(1,8)
Otros ingresos de la operación.....	0,1	4,8	4,9	(0,7)	0,6	(0,1)
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(239,5)</b>	<b>(234,9)</b>	<b>(474,3)</b>	<b>(194,6)</b>	<b>(203,3)</b>	<b>(397,9)</b>
<b>Ganancia operacional.....</b>	<b>48,1</b>	<b>47,2</b>	<b>95,3</b>	<b>36,3</b>	<b>36,9</b>	<b>73,2</b>
<b>EBITDA.....</b>	<b>80,1</b>	<b>80,6</b>	<b>160,7</b>	<b>70,7</b>	<b>71,3</b>	<b>142,0</b>
Ingresos financieros.....	0,3	0,6	0,9	0,6	0,6	1,2
Gastos financieros.....	(10,9)	(8,7)	(19,6)	(7,8)	(8,0)	(15,8)
Diferencia de cambio.....	1,9	(6,2)	(4,3)	0,8	0,2	1,0
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-	-	-	53,9	(0,4)	53,5
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,0	(0,1)	(0,1)	179,3	0,5	179,7
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(8,7)</b>	<b>(14,4)</b>	<b>(23,0)</b>	<b>226,8</b>	<b>(7,2)</b>	<b>219,6</b>
Ganancia antes de impuesto.....	39,5	32,8	72,3	263,1	29,7	292,8
Impuesto a las ganancias.....	(9,8)	(14,4)	(24,1)	(49,8)	(8,3)	(58,1)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto....	29,7	18,4	48,1	213,3	21,4	234,7
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>27,3</b>	<b>17,7</b>	<b>45,0</b>	<b>212,0</b>	<b>21,6</b>	<b>233,6</b>
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	2,5	0,7	3,1	1,3	(0,2)	1,1
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>27,3</b>	<b>17,7</b>	<b>45,0</b>	<b>212,0</b>	<b>21,6</b>	<b>233,6</b>
<b>Ganancia por acción.....(US\$/acción)</b>	<b>0,026</b>	<b>0,017</b>	<b>0,043</b>	<b>0,201</b>	<b>0,020</b>	<b>0,222</b>

## Balance

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

	2015	2016
	<u>31-Dec-15</u>	<u>30-Jun-16</u>
<b>Activo corriente</b>		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	147,0	287,0
Otros activos financieros corrientes	1,5	2,1
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	125,9	242,6
Impuestos por recuperar	39,1	22,4
Inventarios corrientes	173,5	166,7
Otros activos no financieros corrientes	24,2	11,3
Activos para la venta	247,9	-
<b>Total activos corrientes</b>	<b>758,9</b>	<b>732,0</b>
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.972,7	2.021,9
Otros activos no corrientes	379,0	445,3
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>3.110,6</b>	<b>3.199,2</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda financiera	19,0	16,9
Otros pasivos corrientes	219,2	187,0
Pasivos incluidos en activos para venta	35,3	-
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>273,5</b>	<b>203,9</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Deuda financiera	741,1	731,2
Otros pasivos de largo plazo	270,6	264,5
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>1.011,7</b>	<b>995,7</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	1.729,0	1.914,3
<b>Participaciones no controladoras</b>	96,3	85,3
<b>Patrimonio</b>	<b>1.825,4</b>	<b>1.999,7</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>3.110,6</b>	<b>3.199,2</b>

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

**ANEXO 2**

**INDICADORES FINANCIEROS**

		<b>INDICADORES FINANCIEROS</b>			
			<b>Dec-15</b>	<b>Jun-16</b>	<b>Var.</b>
<b>LIQUIDEZ</b>	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,77	3,59	<b>29%</b>
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,14	2,77	<b>30%</b>
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	485,4	528,1	<b>9%</b>
<b>ENDEUDAMIENTO</b>	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,70	0,60	<b>-15%</b>
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	8,41	8,79	<b>5%</b>
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,43	2,54	<b>5%</b>
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,96	1,57	<b>-20%</b>
<b>RENTABILIDAD</b>	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,4%	14,8%	<b>171%</b>
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	8,8%	<b>192%</b>

\*últimos 12 meses

## CONFERENCIA TELEFONICA 6M16

Engie Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de junio de 2016, el día jueves 28 de julio de 2016 a las 12: 00 pm (hora local de Chile) - 12:00 PM (USA-NY)

Dirigida por:

Carlos Freitas, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar: **+1(412) 317-6776**, internacional ó **1230-020-5802** (toll free Chile) o **+1(877) 317-6776** (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: 10089213. La repetición estará disponible hasta el día 9 de agosto de 2016.