

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$276 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$101 MILLONES EN EL AÑO 2017

EL EBITDA ALCANZÓ US\$75,6 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE DEL AÑO. EN TANTO, EL RESULTADO NETO DEL CUARTO TRIMESTRE REGISTRÓ UNA UTILIDAD DE US\$32,1 MILLONES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$1054,1 millones en 2017, aumentando 9% en comparación con igual periodo del año anterior. El incremento se debió principalmente a un mayor precio promedio monómico para clientes libres, producto del alza los precios de los combustibles a los cuales están indexadas las tarifas.
- **El EBITDA** para el año 2017 llegó a los US\$276,1 millones, un retroceso de 3% (US\$8,7 millones), influido por una disminución en la venta física, el efecto de los impuestos verdes y los mayores costos de reducción de emisiones, parcialmente contenido por iniciativas de ahorro de costos.
- **La utilidad neta** para el año 2017 alcanzó US\$101,4 millones. La disminución se explica por la alta base de comparación debida a ingresos no recurrentes en el 1T2016 (venta del 50% de las acciones de TEN). Excluyendo efectos no recurrentes (TEN en 2016 y seguro de U16 en 2017), la utilidad neta presentó un aumento de 4%, llegando a los US\$87 millones.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	4T16	4T17	Var %	12M16	12M17	Var %
Total ingresos operacionales	249,6	271,9	9%	967,4	1.054,1	9%
Ganancia operacional	30,5	40,8	34%	145,2	138,9	-4%
EBITDA	66,4	75,6	14%	284,8	276,1	-3%
Margen EBITDA	26,6%	27,8%	+1.2 pp	29,4%	26,2%	-3.2 pp
Total resultado no operacional	(23,2)	1,5		192,8	4,6	
Ganancia después de impuestos	(3,8)	34,6		258,6	109,6	-58%
Ganancia atribuible a los controladores	(5,7)	32,1		254,8	101,4	-60%
Ganancia atribuible a los controladores sin efectos no recurrentes	20,6	26,1		83,4	87,0	4%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	1,9	2,5		3,7	8,1	
Ganancia por acción (US\$/acción)	(0,005)	0,030		0,242	0,096	
Ventas de energía (GWh)	2.255	2.035	-10%	9.166	8.528	-7%
Generación neta de energía (GWh)	1.694	1.526	-10%	7.796	5.797	-26%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	637	570	-10%	1.697	3.028	78%
Costo marginal promedio (US\$/MWh)	62,8	58,1	-7%	61,8	55,3	-11%

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. ("EECL") participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 31 de diciembre de 2017, 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

Índice

HECHOS DESTACADOS	4
HECHOS POSTERIORES AL CIERRE DEL EJERCICIO.....	4
CUARTO TRIMESTRE DE 2017	4
TERCER TRIMESTRE DE 2017	5
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017	5
PRIMER TRIMESTRE DE 2017.....	5
ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS	6
ANTECEDENTES GENERALES	6
Costos Marginales	7
Sobrecostos	8
Precios de Combustibles	8
Generación	9
Cuarto trimestre de 2017 comparado con el tercer trimestre de 2017 y cuarto trimestre de 2016	12
Ingresos operacionales	12
Costos operacionales.....	13
Margen Eléctrico.....	14
Resultado operacional	14
Resultados financieros	15
Ganancia neta.....	16
Año 2017 comparado con año 2016.....	16
Ingresos operacionales	16
Costos operacionales.....	18
Resultado operacional	19
Resultados financieros	20
Ganancia neta.....	20
Liquidez y recursos de capital	21
Flujos de caja provenientes de la operación.....	21
Flujos de caja usados en actividades de inversión	21
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	22
Obligaciones contractuales.....	22
Política de dividendos	23
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	24
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	24
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	24
Riesgo de tasa de interés	25
Riesgo de crédito.....	25
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de DICIEMBRE de 2017.....	26
ANEXO 1	27
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	27
Ventas Físicas	27
Estados de Resultados Trimestrales	28
Balance 29	
Principales Variaciones del Balance General	29
ANEXO 2	31

INFORMACIÓN FINANCIERA.....	31
INDICADORES FINANCIEROS.....	31
CONFERENCIA TELEFÓNICA 12M17	32

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES AL CIERRE DEL EJERCICIO

- **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 del 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, da 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).

CUARTO TRIMESTRE DE 2017

- **Puerto Andino** inició pruebas el 22 de diciembre con la llegada del primer buque con carbón. Durante las pruebas se verificó el buen funcionamiento de los equipos, y éstas pudieron completarse en 9 días, un día menos de lo programado. Además, el 24 de diciembre El Ministerio de Hacienda, a través de Decreto, autorizó ampliar el giro de Puerto Andino para el manejo de otras cargas con el objetivo de optimizar el uso de esta infraestructura, aprovechando la ocupación remanente y su ubicación estratégica.
- El 24 de noviembre finalizó con éxito la etapa de construcción del proyecto **TEN**, dando inicio a la interconexión eléctrica en Chile. El proyecto se ajustó fielmente a plazo y presupuesto, finalizando antes de la fecha comprometida con la autoridad. Este proyecto se encuentra bajo control conjunto con Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación de España.
- **Clasificación de Riesgo:** En diciembre de 2017, Feller Rate ratificó la clasificación crediticia de EECL en A+ en la escala nacional, subiendo la perspectiva de estable a positiva.
- El 20 de octubre se dio comienzo al **mantenimiento mayor de la central CTM2** (overhaul de generador y turbina). Durante la inspección se detectaron daños en la turbina de alta presión, álabes, filtración de vapor, y corrosión y sellos de las carcasas en mal estado. Se prevé la unidad esté indisponible hasta el 15 de marzo de 2018.
- **Licitación de Suministro Eléctrico:** El 11 de octubre de 2017, la CNE realizó la Licitación Pública para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica a clientes regulados, por 2.200 GWh anuales durante 20 años a partir del 1 de enero de 2024. El proceso consideró tanto bloques horarios (1.700 GWh), como trimestrales (500 GWh). Un total de 24 empresas presentaron sus ofertas.

- **Decretos Supremos de Precios de Nudo Promedio:** Con fecha 10 de octubre de 2017, fueron publicados en el diario oficial los decretos de Precios de Nudo Promedio Enero 2017 y Julio 2017. Este hecho gatilla la aplicación de las nuevas tarifas a clientes regulados, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de enero y 1° de julio de 2017, respectivamente.

TERCER TRIMESTRE DE 2017

- **CNE y Reglamentos:** La Comisión Nacional de Energía ha invitado a actores del sector eléctrico para discutir la implementación de los reglamentos asociados de la Ley 20.936 “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica”. Al respecto, se ha recibido el borrador de los siguientes reglamentos para emitir observaciones: a) Servicios Complementarios; b) Coordinación y; c) Potencia de Suficiencia.
- **Resoluciones Exentas:** Se ha emitido la Resolución Exenta N°512 mediante la cual la CNE confirma que las instalaciones de TEN son parte de la interconexión. Por otra parte, se emitió la Resolución Exenta N°544 en la cual se determinan los Cargos por Transmisión Nacional y Zonal para el año 2018.
- **Clasificación de Rating:** En julio de 2017, Fitch Ratings ratificó la clasificación crediticia internacional de EECL en BBB así como la clasificación en escala nacional de A+(cl), ambas con perspectiva estable. Asimismo, Standard & Poor’s, ratificó la clasificación crediticia internacional de la Compañía en BBB con perspectiva estable, basándose en las expectativas de generación de resultados operacionales y sus contratos de venta de energía a largo plazo.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017

- **Ley de Distribución:** En abril de 2017 la Comisión Nacional de Energía realizó una jornada de trabajo con el objetivo de dar cierre a las mesas en las cuales se discutieron las modificaciones de la Ley de Distribución.
- **Planificación Energética:** El Ministerio de Energía presentó una versión preliminar del proceso de Planificación Energética, la que entrega una mirada del desarrollo energético del país para los próximos 30 años.
- **Reglamentos Ley de Transmisión:** Durante el segundo trimestre se mantuvo la discusión de los reglamentos necesarios para la implementación de la Ley de Transmisión. La autoridad aún no ha publicado los Reglamentos, pero ha emitido Resoluciones Exentas para resolver las materias que debían estar contenidas en dichos Reglamentos.
- **Informe Final Licitaciones Suministro:** En mayo, la CNE aprobó el Informe Final de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos. En virtud de los resultados, la CNE llevó a cabo un proceso de licitación durante el año 2017 con inicio de suministro en el año 2024.

PRIMER TRIMESTRE DE 2017

- **Nuevo coordinador:** El 1 de enero de 2017 entró en funciones el Coordinador Eléctrico Nacional, entidad que administrará el Sistema Eléctrico Nacional y cuya conformación es el resultado de la integración de los dos centros de despacho económicos de carga (“CDEC-SIC” y “CDEC-SING”) que funcionaban desde la década del noventa, dando paso a la nueva institucionalidad.
- **Baja de demanda en el SING:** En el primer trimestre la generación de energía del SING retrocedió 12,6% respecto a igual periodo de 2016, influida por la huelga de 43 días en Minera Escondida.
- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 25 de abril de 2017, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a) Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016 la cantidad de US\$12.849.087,20, correspondiendo a un dividendo de US\$0,012198773 por

acción, pagadero el día 18 de mayo de 2017, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 15 de mayo.

- 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.”

ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS

Al 31 de diciembre de 2017 se tiene que:

- i. Infraestructura Energética Mejillones: Este proyecto de carbón pulverizado de 375 MW de potencia bruta se encuentra avanzando de acuerdo a cronograma y presupuesto. 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. Ya comenzó la etapa de comisionamiento de la central y se está trabajando en la preparación del primer encendido, previsto para febrero de 2018. 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 diciembre de 2017 se había desembolsado un total de US\$745,3 millones con intereses activados en el proyecto. El proyecto presentaba un grado de avance general del orden del 93%.
- 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\$114,5 millones. El proyecto presentaba un grado de avance general del orden del 94% e inició pruebas el 22 de diciembre 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 finalizó con éxito la construcción del proyecto TEN, dando inicio a la interconexión eléctrica en Chile. El proyecto se ajustó fielmente a plazo y presupuesto, finalizando antes de la fecha comprometida con la autoridad. Este proyecto se encuentra bajo control conjunto con Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación de España. El proyecto consideró una inversión en activos fijos del orden de US\$770 millones, dentro de 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. Desde ese día, se verificó la interconexión entre ambos sistemas eléctricos, configurándose el SEN – sistema eléctrico nacional. ENGIE Energía Chile (en adelante EECL) opera en la zona norte del SEN (ex SING), el cual provee electricidad a la zona norte y central y a una porción significativa de su industria minera. Dadas sus características geográficas, se trata de un sistema termoelectrico 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.

Costos Marginales

Costo Marginal Crucero 220 kV (En US\$/MWh)				Costo Promedio de Operación (SING) (En US\$/MWh)			
Periodo	2016	2017	% Variación Año c/A	Periodo	2016	2017	% Variación Año c/A
1T	48,8	59,5	22%	1T	34,3	42,3	23%
2T	70,3	55,5	-21%	2T	37,0	41,1	11%
3T	65,2	48,1	-26%	3T	35,9	39,0	9%
4T	62,8	58,1	-7%	4T	37,8	42,2	12%
Octubre	47,5	58,0	22%	Octubre	37,7	42,1	12%
Noviembre	60,3	59,9	-1%	Noviembre	40,6	44,5	10%
Diciembre	80,6	56,5	-30%	Diciembre	41,5	40,0	-4%
Año	61,8	55,3	-11%	Año	36,3	41,2	14%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2017, los costos marginales mostraron un alza de dos dígitos respecto a igual periodo del año anterior, promediando US\$59,5/MWh. A la vez, los costos medios de operación del sistema, que corresponden al promedio ponderado del costo variable de las centrales, mostraron la misma tendencia, a consecuencia del mayor precio internacional de los combustibles.

En el segundo trimestre de 2017, los costos marginales disminuyeron en comparación con el trimestre anterior, aunque la disminución fue mucho más marcada a nivel interanual, debido a la base de generación eficiente que ingresó al sistema durante 2016 (Cochrane-primera unidad en julio 2016 y segunda unidad, octubre de 2016).

En el tercer trimestre de 2017, los costos marginales se mantuvieron muy estables, promediando bajo US\$50/MWh los 3 meses, apoyados por una mayor reserva en giro en el sistema y la nueva norma técnica de GNL por parte del Coordinador. El costo promedio de operación del sistema se mantuvo en niveles inferiores a US\$40/MWh, reflejando que gran parte de la energía del sistema fue producida por energía eficiente (~99% de la energía de los primeros 9 meses fue producida por ERNC+ Gas + Carbón).

En el cuarto trimestre de 2017, los costos marginales aumentaron en comparación con el trimestre anterior producto del alza en los precios de combustibles, aunque a nivel interanual se observó una disminución de 7% debido a la mayor penetración de energías renovables.

El costo marginal promedio del año fue de US\$55,3/MWh, lo que representó una disminución de 11% respecto al año anterior en que el costo marginal promedió los US\$61,8/MWh.

Cabe destacar que a partir del 1 de abril el Coordinador empezó a aplicar un cambio en el estudio de reservas de las centrales del SING. Esto ha permitido un despacho más uniforme de las unidades de carbón (un mayor número de unidades encendidas a menor carga), con lo que se ha observado una disminución en la volatilidad de los costos marginales. Además, la Norma Técnica introdujo un cambio en las potencias máximas despachables de las unidades a ciclo combinado (CCGT), con lo que mejoró el orden de mérito de despacho de las centrales de gas natural, y cambió el horizonte en la declaración de disponibilidad de gas natural desde un día a una semana. Todo esto ha permitido regular mejor el despacho de los ciclos combinados, evitando recurrir al despacho de motores más caros en las horas de ausencia de sol y de viento o debido a salidas no programadas de centrales eficientes.

Sobrecostos

Sobrecostos

(En millones de US\$)

<u>Período</u>	<u>2016</u>		<u>2017</u>		<u>% Variación Año c/A</u>	
	<u>Total</u>	<u>Prorrata EECL</u>	<u>Total</u>	<u>Prorrata EECL</u>	<u>Total</u>	<u>Prorrata EECL</u>
1T	9,4	4,8	6,7	3,7	-29%	-23%
2T	13,6	4,5	11,6	5,9	-15%	31%
3T	8,9	3,9	10,5	4,9	17%	25%
4T	10,1	4,9	14,8	2,1	46%	-58%
Octubre	2,9	1,4	5,6	2,4	94%	77%
Noviembre	2,9	1,5	2,7	1,2	-7%	-21%
Diciembre	4,3	2,1	6,5	-1,5	50%	-172%
Año	42,1	18,2	43,6	16,6	3%	-8%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Si bien la variación interanual fue algo errática, hace más de un año que el nivel de los sobrecostos trimestrales del sistema se encuentra contenido bajo la barrera de los US\$15 millones.

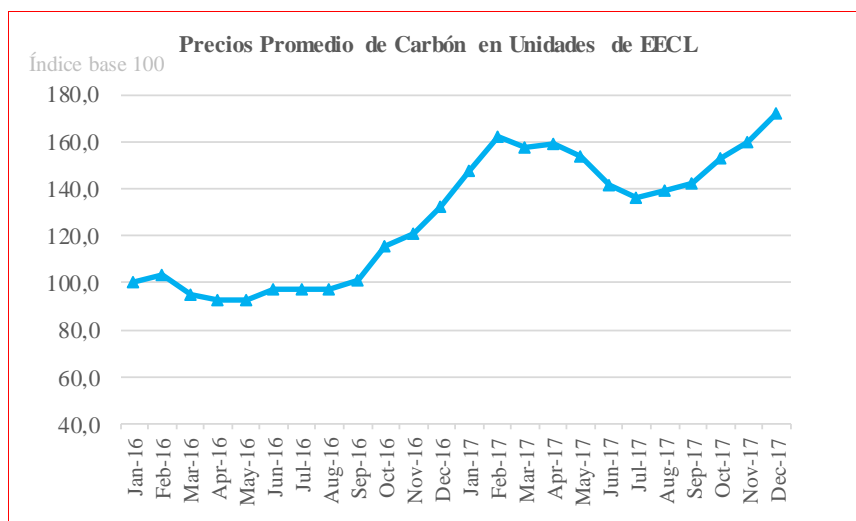
Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	<u>WTI</u> (US\$/Barril)			<u>Brent</u> (US\$/Barril)			<u>Henry Hub</u> (US\$/MMBtu)			<u>Carbón Europeo (API 2)</u> (US\$/Ton)		
	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u>
	<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>		
1T	33,4	51,7	55%	34,5	54,0	57%	1,99	3,02	51%	39,3	66,0	68%
2T	45,5	48,1	6%	46,0	50,1	9%	2,15	3,08	43%	48,3	66,9	38%
3T	44,9	48,2	7%	45,8	51,7	13%	2,88	2,95	2%	58,8	77,6	32%
4T	49,2	55,3	12%	50,1	61,4	23%	3,04	2,91	-4%	67,9	84,9	25%
Año	43,3	50,8	17%	44,1	54,3	23%	2,52	2,99	19%	53,6	73,7	37%

Fuente: Bloomberg, AIE

Para el año 2017, los precios internacionales de los combustibles mostraron un rendimiento alcista; mientras el petróleo y gas natural experimentaron variaciones del orden de 20%, el carbón tuvo un importante aumento de 37%.



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En lo que respecta a los polinomios de indexación de los clientes libres, el carbón declarado en nuestras unidades de generación durante el año 2017 mostró un alza respecto al año 2016 del orden del 72% en promedio, alineado con la tendencia mostrada en el precio internacional de este combustible.

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 SING por tipo de combustible (en GWh)

Tipo de Combustible	2016									
	1T 2016		2T 2016		3T 2016		4T 2016		12M 2016	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón	3.802	78%	3.737	76%	3.807	78%	3.933	81%	15.278	78%
GNL	502	10%	402	8%	524	11%	336	7%	1.763	9%
Diesel / Petróleo pesado	305	6%	468	10%	197	4%	143	3%	1.113	6%
Renovable	278	6%	281	6%	337	7%	416	9%	1.313	7%
Total generación bruta SING	4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	4.828	100%	19.467	100%

Tipo de Combustible	2017									
	1T 2017		2T 2017		3T 2017		4T 2017		12M 2017	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
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%
Total generación bruta SING	4.269	100%	4.747	100%	4.992	100%	5.243	100%	19.251	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2017, la generación bruta del sistema tuvo un retroceso anual de 12,6%, influida por la disminución de demanda ocasionada por la huelga de 43 días de Minera Escondida. Cabe notar que la potencia máxima del primer trimestre fue de 2.429 MW, un 5,0% inferior a la de igual periodo de 2016. El mix de generación entre carbón y gas fue prácticamente el mismo, con un aumento en la contribución de la energía renovable, desplazando la contribución de diésel/petróleo a tan sólo 1%.

En el segundo trimestre de 2017, la generación bruta del sistema retrocedió 2,9% en forma interanual. Hubo un aumento de la generación renovable y en menor medida de GNL, desplazando generación con diésel.

En el tercer trimestre de 2017, la generación bruta del sistema avanzó 2,8% en términos interanuales. Destaca el avance de la generación renovable (+151 GWh c/r 2T17, +280 GWh c/r 3T16), disminuyendo la contribución de la generación en base a carbón.

En el cuarto trimestre de 2017, la generación bruta del sistema avanzó 8,5% en su comparación interanual. Destaca el avance de la generación renovable (+320 GWh c/r 4T17), disminuyendo la contribución del carbón en el mix de generación.

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

Generación por Empresa (en GWh)										
2016										
Empresa	1T 2016		2T 2016		3T 2016		4T 2016		12M 2016	
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total
AES Gener	1.661	34%	1.968	40%	2.158	44%	2.203	46%	7.990	41%
EECL (con CTH al 100%)	2.411	49%	2.114	43%	2.082	43%	1.854	38%	8.460	43%
Enel Generación	550	11%	490	10%	161	3%	172	4%	1.373	7%
Otros	265	5%	316	6%	464	10%	599	12%	1.643	8%
Total generación bruta SING	4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	4.828	100%	19.467	100%

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%
Total generación bruta SING	4.269	100%	4.747	100%	4.992	100%	5.243	100%	19.251	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Durante el primer trimestre de 2017, EECL disminuyó su generación en un 35,7% en comparación con igual periodo del año anterior, representando el 36% de la generación del SING. En el caso de EECL, principalmente por razones de despacho económico del sistema, hubo un 45% de menor generación a gas, seguida de una reducción de 41% en la generación de carbón en el Complejo Tocopilla. En lo concerniente a mantenencias mayores programadas, durante el 1T17 la Central Térmica Andina (carbón, 177MW) del complejo de Mejillones estuvo en mantención por 27 días a partir del 10 de marzo.

Durante el segundo trimestre, se mantuvo la menor contribución de EECL a la generación del sistema, con un nivel muy similar al trimestre inmediatamente anterior. En lo concerniente a mantenencias mayores programadas, durante el 2T17 la Unidad 13 (carbón, 86 MW) estuvo fuera de servicio por 33 días, CTA (carbón, 177 MW) por 4 días, la Unidad 12 (carbón, 87 MW) por 27 días y CTM1 (carbón, 160 MW) por 10 días.

En el tercer trimestre de 2017, EECL estuvo en rangos de generación similares a los de periodos anteriores del año en curso (~1.540 GWh). Las mantenencias mayores programadas durante el 3T17 incluyeron la Unidad 14 (carbón, 136 MW) por 13 días, la Unidad 15 (carbón, 130 MW) por 14 días y CTM3 (gas natural, 226 MW) por 33 días.

En el cuarto trimestre de 2017, EECL incrementó levemente su generación respecto a los periodos anteriores del año en curso. El 20 de octubre entró en mantenimiento mayor la central CTM2. Durante la inspección

se detectaron daños en turbina de alta presión, álabes, filtración de vapor, y corrosión y sellos de las carcassas en mal estado. Se prevé la unidad este indisponible hasta el 15 de marzo de 2018.

Durante 2017, la menor participación de EECL en la operación del SING se explica por la entrada en operación de nuevas centrales económicamente eficientes durante 2016 (Cochrane de AES Gener y Kelar de Tamakaya Energía, además de otros productores de energía renovable).

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados para los periodos finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016. 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).

Resultados de las operaciones

Cuarto trimestre de 2017 comparado con el tercer trimestre de 2017 y cuarto trimestre de 2016

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	4T 2016		3T 2017		4T 2017		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	167,9	74%	171,4	76%	186,4	77%	9%	11%
Ventas a clientes regulados.....	43,3	19%	48,9	22%	50,2	21%	3%	16%
Ventas al mercado spot.....	14,4	6%	6,1	3%	5,1	2%	-16%	-64%
Total ingresos por venta de energía y potencia	225,7	90%	226,4	90%	241,7	89%	7%	7%
Ventas de gas.....	4,2	2%	2,2	1%	2,9	1%	32%	-31%
Otros ingresos operacionales.....	19,7	8%	23,1	9%	27,2	10%	18%	38%
Total ingresos operacionales.....	249,6	100%	251,7	100%	271,9	100%	8%	9%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.682	75%	1.585	74%	1.529	75%	-4%	-9%
Ventas de energía a clientes regulados.....	471	21%	475	22%	478	23%	1%	1%
Ventas de energía al mercado spot.....	102	5%	76	4%	28	1%	-63%	-73%
Total ventas de energía.....	2.255	100%	2.136	100%	2.035	100%	-5%	-10%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	102,2		106,9		123,0		15%	20%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	92,0		103,0		105,2		2%	14%

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

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

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

En el cuarto trimestre de 2017, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$241,7 millones, aumentando un 7% (US\$15,3 millones) con respecto al trimestre previo, principalmente debido a mayores ingresos en el segmento de clientes libres asociado a las mayores tarifas por el alza en los precios de combustibles y mayores traspasos a precios de costos de abatimiento de emisiones e impuestos verdes. En lo que respecta al volumen de energía, el término del contrato Radomiro Tomic en agosto, estuvo ligeramente contrarrestado por una mayor demanda de clientes como Esperanza y El Tesoro, entre otros.

En términos interanuales, los clientes libres registraron una menor demanda, por el término de los contratos con Radomiro Tomic en agosto de este año (-186 GWh), compensado por aumento de demanda de Esperanza y El Tesoro (+20 GWh), Codelco (+16GWh) y otros clientes menores.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este cuarto trimestre a los US\$50,2 millones, con un alza de 16% en comparación con igual trimestre de 2016, como resultado de un mayor precio promedio y un mayor volumen de venta. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato subió desde niveles de US\$2,05/MMBtu, utilizado en el proceso tarifario de abril de 2016 (el cual regía para el 3T16), a niveles

de US\$3,08/MMBtu (usado para el 3T17), proveniente del proceso tarifario de abril de 2017. En la comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el alza de 3% en las ventas de este segmento fue principalmente por una mayor tarifa promedio realizada explicada por el aumento de tarifa aplicable en diciembre y un efecto favorable de tipo de cambio.

En el cuarto trimestre de 2017, las ventas físicas al mercado spot alcanzaron los 46 GWh, disminuyendo con respecto al trimestre y al 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 cuarto trimestre, las ventas de gas no fueron relevantes, observándose el mismo nivel del trimestre anterior, aunque más bajo que en el 4T2016. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). Este ítem tuvo un alza respecto al trimestre anterior (US\$4,1 millones), asociada a reliquidaciones de peajes.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)									
	4T 2016		3T 2017		4T 2017		% Variación		
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A	
Costos de la operación									
Combustibles.....	(79,6)	36%	(85,7)	38%	(94,1)	41%	10%	18%	
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(38,4)	18%	(50,4)	22%	(35,9)	16%	-29%	-7%	
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(34,3)	16%	(34,0)	15%	(33,6)	15%	-1%	-2%	
Otros costos directos de la operación	(57,4)	26%	(46,5)	21%	(58,1)	25%	25%	1%	
Total costos directos de ventas.....	(209,8)	96%	(216,7)	96%	(221,7)	96%	2%	6%	
Gastos de administración y ventas.....	(10,5)	5%	(10,7)	5%	(9,4)	4%	-12%	-10%	
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,6)	1%	(1,0)	0%	(1,2)	1%	19%	-26%	
Otros ingresos/costos de la operación...	2,7	-1%	1,7	-1%	1,2	-1%			
Total costos de la operación.....	(219,1)	100%	(226,7)	100%	(231,1)	100%	2%	5%	
Estadísticas físicas (en GWh)									
Generación bruta de electricidad.....									
Carbón.....	1.651	89%	1.286	83%	1.334	81%	4%	-19%	
Gas.....	183	10%	236	15%	301	18%	28%	65%	
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	4	0%	7	0%	5	0%	-25%	24%	
Hidro/Solar.....	16	1%	13	1%	16	1%	26%	0%	
Total generación bruta.....	1.854	100%	1.542	100%	1.656	100%	7%	-11%	
Menos Consumos propios.....	(160)	-9%	(121)	-8%	(130)	-8%	7%	-19%	
Total generación neta.....	1.694	73%	1.421	64%	1.526	73%	7%	-10%	
Compras de energía en el mercado spot.....	637	27%	795	36%	570	27%	-28%	-10%	
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.331	100%	2.215	100%	2.097	100%	-5%	-10%	

La generación bruta de electricidad disminuyó 11% en su comparación interanual debido a la entrada en operación al sistema de nuevos complejos económicamente eficientes, que desplazaron nuestra oferta de centrales con mayores costos variables de generación. Respecto al trimestre anterior se observa una recuperación en la generación bruta, especialmente de generación en base a gas y, en menor medida a carbón. En cuanto al mix de generación, hubo una mayor contribución de gas por su mayor flexibilidad para enfrentar la intermitencia de la generación renovable y una menor contribución de carbón.

En este último trimestre, el ítem de costo de combustibles tuvo un aumento respecto al trimestre inmediatamente anterior (+10%). En la comparación interanual, este ítem registró un alza de 18%, aumentando US\$14,5 millones, influenciado tanto por el mayor precio del carbón como por la entrada en vigencia desde el 1 de enero de 2017 de los impuestos verdes.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot disminuyó US\$14,5 millones (-29%) con respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por un menor volumen de energía comprada (-27%). En la comparación con igual trimestre del año anterior, el ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot cayó US\$2,5 millones (-7%), por el menor volumen y costo de energía comprado.

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 un alza respecto al trimestre anterior, asociado a reliquidaciones de peajes y servicios de terceros (mantención). En la comparación con igual trimestre del año anterior, se mantuvo en un nivel similar.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) disminuyeron respecto al trimestre anterior y a igual trimestre del año anterior.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, provisiones e ingresos varios, los cuales son de un orden de magnitud relativamente bajo.

Margen Eléctrico

	Información Trimestral (en millones de US\$)									
	2016					2017				
	1T16	2T16	3T16	4T16	12M16	1T17	2T17	3T17	4T17	12M17
Margen Eléctrico										
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	212,6	222,5	217,3	225,7	878,1	238,3	246,7	226,4	241,7	953,1
Costo de combustible.....	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(79,6)	(315,3)	(88,2)	(87,5)	(85,7)	(94,1)	(355,5)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(38,4)	(132,9)	(54,7)	(60,3)	(50,4)	(35,9)	(201,3)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	105,7	107,1	109,4	107,6	429,9	95,3	99,0	90,3	111,7	396,3
Margen eléctrico	50%	48%	50%	48%	49%	40%	40%	40%	46%	42%

En el cuarto trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento de US\$21,4 millones respecto al trimestre inmediatamente anterior, aumentando en términos porcentuales a 46%. Influyeron en el avance, por el lado de los ingresos, mayores tarifas en los segmentos de clientes libres y regulados, lo que se tradujo en un aumento de US\$15,3 millones en ingresos, parcialmente contrarrestado por un mayor costo de combustibles (+US\$8,4 millones). Por el lado de los costos, se observó un menor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (-US\$14,5 millones).

Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral (en millones de US\$)							
	4T 2016		3T 2017		4T 2017		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	249,6	100%	251,7	100%	271,9	100%	8%	9%
Total costo de ventas	(209,8)	-84%	(216,7)	-86%	(221,7)	-82%	2%	6%
Ganancia bruta.....	39,8	16%	35,1	14%	50,2	18%	43%	26%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(9,3)	-4%	(10,0)	-4%	(9,3)	-3%	-6%	0%
Ganancia Operacional.....	30,5	12%	25,1	10%	40,8	15%	63%	34%
Depreciación y amortización.....	35,9	14%	35,0	14%	34,8	13%	-1%	-3%
EBITDA.....	66,4	26,6%	60,1	23,9%	75,6	27,8%	26%	14%

El EBITDA del cuarto trimestre de 2017 llegó a US\$75,6 millones, con un aumento de US\$15,5 millones respecto al trimestre inmediatamente anterior. Esto se debió al mayor margen eléctrico anteriormente mencionado (+US\$21,4 millones) compensado por mayores costos operacionales (US\$11,6 millones), asociados principalmente a reliquidaciones de peajes y servicios de terceros. Lo anterior fue contrarrestado por un alza en el ítem de otros ingresos de la operación.

En la comparación interanual, se registró un alza de EBITDA de US\$9,2 millones, producto del incremento de US\$4,1 millones en el margen de energía y potencia, una disminución del gasto de administración y ventas (US\$1,1 millones de pago el año anterior por el término anticipado de arriendos de terrenos a Bienes Nacionales), y mayores otros ingresos operacionales. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por menores ventas de gas.

Resultados financieros

	Información Trimestral (en millones de US\$)						% Variación	
	4T 2016		3T 2017		4T 2017			
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	0,4	0%	0,0	0%	0,6	0%		51%
Gastos financieros.....	(4,1)	-2%	(2,3)	-1%	(1,6)	-1%	-30%	-61%
Diferencia de cambio.....	(0,2)	0%	1,5	1%	2,1	1%		
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	0,3	0%	0,2	0%	0,5	0%	153%	92%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(19,5)	-8%	0,5	0%	(0,1)	0%		
Total resultado no operacional	(23,2)	-9%	(0,1)	0%	1,5	1%		
Ganancia antes de impuesto.....	7,3	3%	25,0	10%	42,4	16%	69%	480%
Impuesto a las ganancias.....	(11,2)	-4%	(6,2)	-2%	(7,8)	-3%	26%	-30%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	(3,8)	-2%	18,8	7%	34,6	13%	84%	-1001%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	(5,7)	-2%	18,1	7%	32,1	12%	77%	-658%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	1,9	1%	0,7	0%	2,5	1%	264%	
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(5,7)	-2%	18,1	7%	32,1	12%	77%	-658%
Ganancia por acción.....	(0,005)	0%	0,017	0%	0,030	0%		

Los Ingresos Financieros mostraron una recuperación en comparación con el trimestre anterior cuando registraron un monto neto prácticamente nulo debido a que los intereses recibidos fueron neutralizados por la contabilización a valor de mercado de instrumentos de cobertura de combustible.

El ítem Gastos Financieros disminuyó levemente con respecto al trimestre anterior debido principalmente al mayor ritmo de activación de intereses en el proyecto IEM. En tanto, a nivel interanual se observa una reducción de US\$2,5 millones en este ítem, producto también de la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$2,1 millones en el trimestre, asociada a activos en pesos chilenos, los cuales se vieron favorecidos por la apreciación del peso chileno. La utilidad de cambio contrastó con la pérdida de igual periodo del año anterior. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal).

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación) se incluye el resultado neto proporcional en TEN. Este trimestre TEN registró una utilidad, producto principalmente de variaciones de tipo de cambio superiores a los gastos administrativos del proyecto y a los ingresos devengados por la entrada en operaciones del proyecto a fines de noviembre de 2017.

La comparación de los otros ingresos no operacionales a nivel interanual resulta favorable, producto que el 4T16 mostraron una pérdida de US\$19,5 millones, resultado principalmente de: (i) baja de activos fijos por la falla

en la turbina a gas de la unidad 16 (US\$8,8 millones); ii) baja de repuestos de la central diésel Tamaya (US\$6,0 millones); iii) baja de activos fijos de proyectos en curso (US\$2,5 millones) y; iv) baja de activos intangibles por US\$1,8 millones.

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2017 es de 25,5% en tanto para 2016 fue de un 24,0%.

En el cuarto trimestre de 2017, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$32,1 millones, que se compara favorablemente con el trimestre anterior, producto de un mejor resultado de la operación y del efecto no-recurrente sobre los impuestos diferidos de Gasoducto Norandino Argentina como resultado de la reforma tributaria en Argentina que contempla una baja gradual en el impuesto a la renta en ese país. Este efecto alcanzó los US\$5,7 millones.

La comparación con el mismo trimestre del año anterior también resulta positiva. Hubo una mayor contribución del resultado de la operación (US\$10,3 millones), menor costo financiero (US\$2,5 millones) y menores gastos no operacionales (US\$19,4 millones), además del efecto sobre el impuesto diferido explicado en el párrafo anterior.

Año 2017 comparado con año 2016

Ingresos operacionales

Información a Diciembre 2017 (en millones de US\$)

	<u>12M 2016</u>		<u>12M 2017</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	653,4	74%	726,4	76%	73,1	11%
Ventas a clientes regulados.....	176,4	20%	197,2	21%	20,7	12%
Ventas al mercado spot.....	48,3	5%	29,6	3%	-18,7	-39%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	878,1	91%	953,1	90%	75,1	9%
Ventas de gas.....	10,3	1%	8,3	1%	-1,9	-19%
Otros ingresos operacionales.....	79,1	8%	92,6	9%	13,5	17%
Total ingresos operacionales.....	967,4	100%	1.054,1	100%	86,6	9%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	6.795	74%	6.346	74%	-449	-7%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.901	21%	1.908	22%	7	0%
Ventas de energía al mercado spot.....	470	5%	274	3%	-196	-42%
Total ventas de energía.....	9.166	100%	8.528	100%	-638	-7%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	96,6		114,2		17,6	18%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	92,8		103,3		10,5	11%

(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.

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$953,1 millones en 2017, un 9% más que en 2016, dada la indexación de las tarifas al precio de los combustibles. Como referencia, el precio internacional del carbón europeo promedió un 37% más que en igual periodo de 2016; en tanto, el índice Henry Hub mostró un avance de 19%. En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – aumentaron las ventas de energía a clientes libres y clientes regulados, disminuyendo las ventas al mercado spot.

Las ventas físicas cayeron en un 7%, por menores ventas a clientes libres y en menor medida al mercado spot. A nivel de clientes libres, el retroceso fue producto del término de los contratos con SQM (mar-16), Cerro Colorado (sept-16) y Radomiro Tomic (ago-17), además de menores demandas por parte de El Abra y Codelco. Lo anterior fue parcialmente compensado por la mayor demanda de Antucoya, Altonorte, Esperanza y El Tesoro, principalmente.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$197,2 millones, con un alza de 12% en comparación con el año 2016, como resultado, tanto de un mayor precio promedio de venta como de un mayor volumen. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato tuvo dos referencias durante el año 2016, US\$2,80/MM BTU y US\$2,05/MM BTU, las cuales aumentaron en abril 2017 a US\$3,08/MM BTU y en octubre 2017 a US\$2,86/MM BTU.

En términos físicos, las ventas al mercado spot retrocedieron 38%. 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 Coordinador.

El ítem ventas de gas tuvo una baja contribución, ligeramente menor a la del periodo anterior. La partida más relevante de otros ingresos operacionales está compuesta por peajes que representaron cerca del 66% del total de este ítem. Además, estos ingresos incluyen partidas de servicios portuarios, derechos de conexión y otros.

Costos operacionales

Información a Diciembre 2017 (en millones de US\$)

	<u>12M 2016</u>		<u>12M 2017</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Costos de la operación						
Combustibles.....	(315,3)	38%	(355,5)	39%	40,2	13%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(132,9)	16%	(201,3)	22%	68,5	52%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(135,0)	16%	(133,0)	15%	-2,0	-1%
Otros costos directos de la operación	(207,5)	25%	(190,7)	21%	-16,8	-8%
Total costos directos de ventas.....	(790,7)	96%	(880,5)	96%	89,9	11%
Gastos de administración y ventas.....	(30,8)	4%	(35,5)	4%	4,6	15%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(4,5)	1%	(4,2)	0%	-0,3	-7%
Otros ingresos/costos de la operación...	3,8	0%	5,1	-1%		
Total costos de la operación.....	(822,2)	100%	(915,2)	100%	93,0	11%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	6.953	82%	5.168	82%	-1.785	-26%
Gas.....	1.426	17%	1047	17%	-379	-27%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	30	0%	27	0%	-3	-9%
Hidro/Solar.....	52	1%	59	1%	7	13%
Total generación bruta.....	8.460	100%	6.301	100%	-2.160	-26%
Menos Consumos propios.....	(665)	-8%	(504)	-8%	161	-24%
Total generación neta.....	7.796	82%	5.797	66%	-1.999	-26%
Compras de energía en el mercado spot.....	1.697	18%	3.028	34%	1.331	78%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	9.492	100%	8.825	100%	-667	-7%

La entrada en el sistema de complejos térmicos eficientes (Cochrane y Kelar, principalmente) y nueva capacidad renovable se tradujo en una importante disminución en nuestra generación bruta de electricidad.

El alza en los precios internacionales de combustibles implicó un aumento de 13% (US\$40,2 millones) en la partida de combustibles en comparación con igual periodo del año anterior, pese a la menor generación. El incremento se explica principalmente por el ítem carbón y la entrada en vigencia de los impuestos verdes, junto con el mayor uso de cal hidratada en Mejillones (que no estuvo presente en el 1S2016). Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por el menor costo de GNL.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot registró un aumento de 52%, dado el mayor volumen de energía comprada (+79%), pero con un costo promedio 11% más bajo, y por aumentos en las provisiones por potencia de suficiencia.

El costo de la depreciación (excluida la depreciación en el GAV) disminuyó US\$0,3 millones, debido a una baja de activos de la unidad 16 registrada en diciembre de 2016.

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 tuvo una disminución de US\$16,8 millones, apoyado por diversas iniciativas de ahorro (renegociaciones de contratos, pólizas de seguro, etc), como también por menores gastos en manejo de carbón, descarga de naves y reliquidación de peajes.

Los gastos de administración y ventas presentaron un incremento de US\$4,6 millones debido a la menor base de comparación (reversa de contingencia judicial en 2016), mayores gastos en proyectos de desarrollo y mayores gastos de personal explicados en parte por reversas de provisiones en el año 2016. El menor gasto en servicios TI, viajes, asesorías y proyectos, en el marco del plan de eficiencia que ha implementado la compañía, contrarrestaron parcialmente este aumento.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, prestación de servicios, arriendos de oficinas y el reconocimiento proporcional del resultado de TEN. La comparación con el año anterior resulta favorable, principalmente por el mayor valor proporcional del resultado de TEN (diferencias de cambio, gastos administrativos del proyecto que no pueden ser activados y el reconocimiento incipiente de ingresos operacionales del proyecto), que este año arrojó una leve utilidad, versus una pérdida del año anterior.

Resultado operacional

Información a Diciembre 2017 (en millones de US\$)

EBITDA	12M 2016		12M 2017		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	967,4	100%	1.054,1	100%	86,6	9%
Total costo de ventas	(790,7)	82%	(880,5)	84%	89,9	11%
Ganancia bruta	176,8	18%	173,5	16%	-3,2	-2%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(31,5)	3%	(34,6)	3%	3,1	10%
Ganancia Operacional	145,2	15%	138,9	13%	-6,3	-4%
Depreciación y amortización.....	139,5	14%	137,2	13%	-2,3	-2%
EBITDA	284,8	29,4%	276,1	26,2%	-8,7	-3%

El EBITDA de 2017 alcanzó los US\$276,1 millones, con un retroceso de 3% comparado a igual periodo del año anterior. Esto se explica por la caída en el margen eléctrico de la compañía (US\$33,6 millones), la que fue contrarrestada por menores costos directos de la operación (US\$16,8 millones) y mayores otros ingresos (principalmente peajes), redundando en un leve retroceso de la ganancia bruta.

En 2017 hubo un aumento en los Gastos de Administración y Ventas, tanto por una menor base de comparación (reversas de provisiones ocurridas en 2016), como por mayores gastos de desarrollo de proyectos, lo que contribuyó a aumentar la brecha en EBITDA respecto al año anterior.

Resultados financieros

Información a Diciembre 2017 (en millones de US\$)

	<u>12M 2016</u>		<u>12M 2017</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	2,1	0%	2,5	0%	0,4	19%
Gastos financieros.....	(26,7)	-3%	(11,6)	-1%	15,1	-57%
Diferencia de cambio.....	2,1	0%	2,5	0%	0,4	17%
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	54,1	6%	1,1	0%	-53,0	
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	161,1	17%	10,0	1%	-151,1	
Total resultado no operacional	192,8	20%	4,6	0%		
Ganancia antes de impuesto.....	338,0	35%	143,5	14%	-194,5	-58%
Impuesto a las ganancias.....	(79,4)	-8%	(33,9)	-3%	45,5	
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	258,6	27%	109,6	10%	-149,0	-58%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	254,8	26%	101,4	10%	-153,4	-60%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	3,7	0%	8,1	1%	4,4	118%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	254,8	26%	101,4	10%	-153,4	-60%
Ganancia por acción.....	0,242	0%	0,096	0%		

El ingreso financiero tuvo un leve aumento debido al alza en las tasas de interés y a ingresos por anticipos de pago a algunos proveedores.

El gasto financiero disminuyó en US\$15,1 millones debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$2,5 millones en el año 2017 producto del efecto de la apreciación del peso chileno sobre ciertas partidas en pesos.

El ítem de utilidades de asociadas (método participación), registró una utilidad por el reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN. Sin embargo, la base de comparación resulta abultada por el reconocimiento del valor justo del 50% de las acciones de TEN que permanecieron en poder de la compañía luego de la venta del otro 50% de participación en enero de 2016.

Los otros ingresos no operacionales netos alcanzaron los US\$10 millones, debido al reconocimiento parcial del recupero del seguro asociado al siniestro de la unidad 16. En tanto en 2016, esta partida incluyó importantes efectos no recurrentes, principalmente por la utilidad en la venta del 50% de las acciones de TEN.

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2017 es de un 25,5%, en tanto que para 2016 fue de 24%.

En 2017 la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$101,4 millones, lo que se compara negativamente con la utilidad de 2016 por los efectos no recurrentes registrados en el periodo anterior, que excedieron largamente los reportados en 2017. Los principales efectos no recurrentes de 2016 incluyeron utilidades por ventas de activos (TEN y subestación SQM) y reconocimiento de un mayor valor en la inversión del 50% restante de acciones de TEN que permaneció en poder de la compañía, Estos efectos, netos de costos, bajas de otros activos e impuesto a la renta, alcanzaron los US\$172 millones. En 2017, en cambio, los efectos no recurrentes

alcanzaron los US\$15 millones e incluyeron pagos de seguros y un impacto positivo sobre impuestos diferidos de Gasoducto Norandino Argentina por la reforma tributaria recientemente aplicada en Argentina. Eliminando los efectos no recurrentes, la utilidad neta de 2017 habría alcanzado los US\$87 millones, un aumento de 4% versus US\$83,4 millones en 2016, debido a un menor EBITDA contrarrestado principalmente por un menor costo financiero.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de diciembre de 2017, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$78,0 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\$850 millones¹, de los cuales US\$117 millones tienen vencimientos menores a un año.

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

Estado de flujo de efectivo	<u>2016</u>	<u>2017</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	231,9	254,6
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(4,0)	(522,3)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(91,2)</u>	<u>65,4</u>
Cambio en el efectivo	<u>136,7</u>	<u>(202,3)</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En 2017, el flujo de caja neto proveniente de la operación alcanzó los US\$300 millones. Sin embargo, en el estado de flujo de efectivo, esta cifra asciende a US\$254,6 millones, ya que incluye los pagos de reembolsos de seguros (+US\$15,4 millones) y se presenta después de pagos de impuesto a la renta (-US\$64,5 millones). Cabe notar que los pagos de intereses y comisiones sobre los pasivos de la compañía ascendieron a US\$40 millones, de los cuales US\$22,6 millones fueron activados e incluidos en la partida de inversiones en activos fijos.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En 2017 los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$522,3 millones incluyendo IVA. Esta partida incluye principalmente los pagos por inversiones en activos fijos (US\$471,2 millones), intereses activados por US\$22,6 millones y aportes a TEN (US\$29,8 millones). En el año 2016, en cambio, los flujos netos de las actividades de inversión fueron de solo US\$3,9 millones ya que las inversiones en activos fijos fueron contrarrestadas por los ingresos producto de la venta de activos (50% de TEN y la subestación convertidora de SQM).

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos a fines de 2017 y 2016 ascendieron a US\$493,9 millones y US\$369,9 millones, respectivamente, incluyendo IVA e intereses capitalizados. En el año 2017 las inversiones en activos fijos incluyeron US\$398,3 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$38,1 millones en el nuevo puerto y US\$45 millones en mantenciones mayores de equipos de transmisión y generación, mejoras ambientales y otros.

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

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

CAPEX	<u>2016</u>	<u>2017</u>
CTA	1,5	1,2
CTA (Nuevo Puerto).....	62,1	38,1
CTH	0,2	0,7
IEM.....	252,1	398,3
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	11,4	21,1
Mejoras Medioambientales	2,4	0,1
Planta Solar.....	10,0	0,1
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	12,7	23,8
Otros.....	<u>17,5</u>	<u>10,6</u>
Total inversión en activos fijos	<u>369,9</u>	<u>493,9</u>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En 2017, estos intereses ascendieron a US\$18,7 millones en el proyecto IEM y US\$3,8 millones en Puerto Andino perteneciente a CTA.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

El flujo relacionado con actividades financieras durante el año 2017 incluye dos partidas: (1) pagos de dividendos por un total de US\$34,6 millones, de los cuales US\$21,8 millones fueron pagados al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH) y US\$12,8 millones pagados a los accionistas de EECL, y (2) nuevos préstamos bancarios a un año plazo por un total de US\$100 millones.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre de 2017:

Obligaciones Contractuales al 31/12/17
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	<u>Total</u>	<u>< 1 año</u>	<u>1 - 3 años</u>	<u>3 - 5 años</u>	<u>Más de 5 años</u>
Deuda bancaria.....	100,0	100,0	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	-	400,0	350,0
Costo financiero diferido.....	(19,1)	(0,5)	-	(8,5)	(10,1)
Intereses devengados.....	17,5	17,5	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	0,2	0,2	-	-	-
Total	<u>848,7</u>	<u>117,3</u>	<u>-</u>	<u>391,5</u>	<u>339,9</u>

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 diciembre de 2017, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 25 de abril de 2017 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 del segundo trimestre y del tercer trimestre, 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 2016 la cantidad de US\$12.849.087,20, correspondiendo un dividendo de US\$0,012198773 por acción, pagadero el día 18 de mayo de 2017, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 15 de mayo.

Los pagos de dividendos efectuados desde 2010 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos pagados por Engie Energía Chile S.A.

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo, 2010	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

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 trimestralmente, 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 prevaeciente 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%. A fines de 2016, definimos y ejecutamos una estrategia de coberturas financieras de nuestra exposición residual a los commodities internacionales para el 2017, 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 del contrato con EMEL, 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 este contrato se encuentra acotada. 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. A fines de 2015 y durante 2016, EECL hizo algunos avances a TEN en unidades de fomento, los que originaron diferencias de cambio; sin embargo, todas estas deudas fueron pagadas el 16 de diciembre de 2016.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 31 de diciembre de 2017, 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 Diciembre de 2017
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Fija							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	100,0	-	-	-	100,0
Total		-	100,0	-	-	750,0	850,0

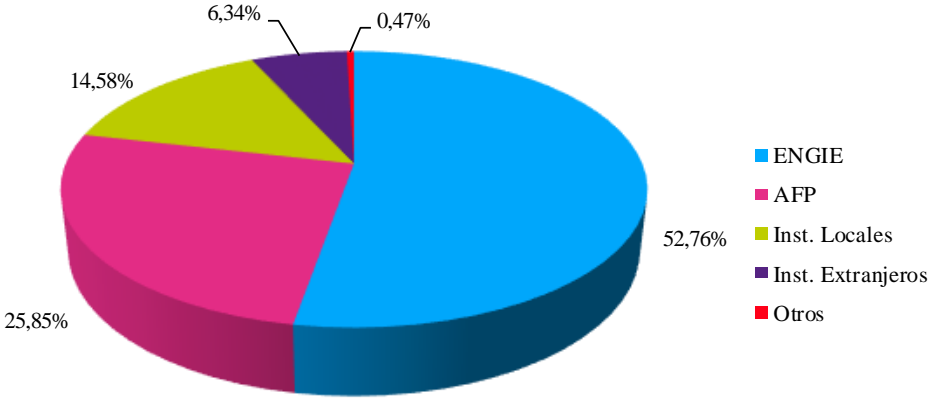
Riesgo de crédito

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales de materias primas. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales. Por otra parte, contamos con el único cliente regulado de la zona norte del SEN (ex 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 31 DE DICIEMBRE DE 2017

N° de accionistas: 1.823



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)									
	2016					2017				
	<u>1T16</u>	<u>2T16</u>	<u>3T16</u>	<u>4T16</u>	<u>12M16</u>	<u>1T17</u>	<u>2T17</u>	<u>3T17</u>	<u>4T17</u>	<u>12M17</u>
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.737	1.691	1.685	1.682	6.795	1.600	1.631	1.585	1.529	6.346
Ventas de energía a clientes regulados	483	476	471	471	1.901	476	479	475	478	1.908
Ventas de energía al mercado spot	109	168	91	102	470	88	82	76	28	274
Total ventas de energía.....	2.328	2.336	2.247	2.255	9.166	2.164	2.193	2.136	2.035	8.528
Generación bruta por combustible										
Carbón.....	1.893	1.749	1.660	1.651	6.953	1.253	1.294	1.286	1.334	5.168
Gas.....	499	343	401	183	1.426	277	234	236	301	1.047
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	7	11	7	4	30	3	11	7	5	27
Hidro/ Solar.....	12	10	14	16	52	17	13	13	16	59
Total generación bruta.....	2.411	2.114	2.082	1.854	8.460	1.550	1.553	1.542	1.656	6.301
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(191)	(162)	(152)	(160)	(665)	(130)	(122)	(121)	(130)	(504)
Total generación neta.....	2.220	1.952	1.930	1.694	7.796	1.419	1.431	1.421	1.526	5.797
Compras de energía en el mercado spot	178	468	414	637	1.697	821	842	795	570	3.028
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.397	2.420	2.344	2.331	9.492	2.240	2.273	2.215	2.097	8.825

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	1T16	2T16	3T16	4T16	12M16	1T17	2T17	3T17	4T17	12M17
Ingresos de la operación										
Ventas a clientes regulados.....	47,7	43,9	41,5	43,3	176,4	46,7	51,3	48,9	50,2	197,2
Ventas a clientes no regulados.....	156,7	165,9	162,9	167,9	653,4	184,4	184,2	171,4	186,4	726,4
Ventas al mercado spot y ajustes.....	8,2	12,8	12,8	14,4	48,3	7,1	11,2	6,1	5,1	29,6
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	212,6	222,5	217,3	225,7	878,1	238,3	246,7	226,4	241,7	953,1
Ventas de gas.....	0,1	2,2	3,7	4,2	10,3	1,3	1,9	2,2	2,9	8,3
Otros ingresos operacionales.....	18,2	15,4	25,8	19,7	79,1	19,2	23,1	23,1	27,2	92,6
Total ingresos operacionales.....	230,9	240,2	246,8	249,6	967,4	258,8	271,7	251,7	271,9	1.054,1
Costos de la operación										
Combustibles.....	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(79,6)	(315,3)	(88,2)	(87,5)	(85,7)	(94,1)	(355,5)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(38,4)	(132,9)	(54,7)	(60,3)	(50,4)	(35,9)	(201,3)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(33,8)	(33,3)	(33,6)	(34,3)	(135,0)	(32,3)	(33,0)	(34,0)	(33,6)	(133,0)
Otros costos directos de la operación	(45,8)	(48,9)	(55,3)	(57,4)	(207,5)	(43,0)	(43,1)	(46,5)	(58,1)	(190,7)
Total costos directos de ventas.....	(186,5)	(197,6)	(196,8)	(209,8)	(790,7)	(218,3)	(223,9)	(216,7)	(221,7)	(880,5)
Gastos de administración y ventas.....	(6,8)	(5,1)	(8,4)	(10,5)	(30,8)	(8,3)	(7,0)	(10,7)	(9,4)	(35,5)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,6)	(1,2)	(1,2)	(1,6)	(4,5)	(1,1)	(1,0)	(1,0)	(1,2)	(4,2)
Otros ingresos de la operación.....	(0,7)	0,6	1,2	2,7	3,8	1,5	0,6	1,7	1,2	5,1
Total costos de la operación.....	(194,6)	(203,3)	(205,2)	(219,1)	(822,2)	(226,2)	(231,3)	(226,7)	(231,1)	(915,2)
Ganancia operacional.....	36,3	36,9	41,6	30,5	145,2	32,6	40,4	25,1	40,8	138,9
EBITDA.....	70,7	71,3	76,4	66,4	284,8	66,0	74,4	60,1	75,6	276,1
Ingresos financieros.....	0,6	0,6	0,5	0,4	2,1	1,0	0,9	0,0	0,6	2,5
Gastos financieros.....	(7,8)	(8,0)	(6,8)	(4,1)	(26,7)	(4,5)	(3,3)	(2,3)	(1,6)	(11,6)
Diferencia de cambio.....	0,8	0,2	1,3	(0,2)	2,1	0,3	(1,4)	1,5	2,1	2,5
Ut. (pp) de asociadas utilizando método de la participación	53,9	(0,4)	0,3	0,3	54,1	0,7	(0,2)	0,2	0,5	1,1
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	179,3	0,5	0,9	(19,5)	161,1	(0,5)	10,1	0,5	(0,1)	10,0
Total resultado no operacional	226,8	(7,2)	(3,7)	(23,2)	192,8	(2,9)	6,1	(0,1)	1,5	4,6
Ganancia antes de impuesto.....	263,1	29,7	37,9	7,3	338,0	29,7	46,4	25,0	42,4	143,5
Impuesto a las ganancias.....	(49,8)	(8,3)	(10,2)	(11,2)	(79,4)	(7,4)	(12,5)	(6,2)	(7,8)	(33,9)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	213,3	21,4	27,7	(3,8)	258,6	22,2	33,9	18,8	34,6	109,6
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	212,0	21,6	27,0	(5,7)	254,8	19,7	31,5	18,1	32,1	101,4
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	1,3	(0,2)	0,7	1,9	3,7	2,6	2,4	0,7	2,5	8,1
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	212,0	21,6	27,0	(5,7)	254,8	19,7	31,5	18,1	32,1	101,4
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,201	0,020	0,026	(0,005)	0,242	0,019	0,030	0,017	0,030	0,096

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2016	2017
	Diciembre	Diciembre
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	278,3	78,2
Otros activos financieros corrientes	3,3	2,8
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	104,6	129,4
Impuestos por recuperar	13,7	12,9
Inventarios corrientes	172,1	129,5
Otros activos no financieros corrientes	34,8	28,6
Total activos corrientes	606,8	381,4
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.206,8	2.543,5
Otros activos no corrientes	430,0	439,3
TOTAL ACTIVO	3.243,8	3.364,2
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	17,4	117,3
Otros pasivos corrientes	252,3	215,7
Total pasivos corrientes	269,8	333,0
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	731,4	731,4
Otros pasivos de largo plazo	236,4	234,3
Total pasivos no corrientes	967,9	965,7
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.922,5	1.991,5
Participaciones no controladoras	83,6	74,0
Patrimonio	2.006,2	2.065,5
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.243,8	3.364,2

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

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones entre balance general al 31 de diciembre de 2017 y el 31 de diciembre de 2016 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Se aprecia una disminución de US\$200,1 millones en el saldo de efectivo. Cabe notar que a fines de 2016 había un alto saldo de efectivo debido al primer desembolso bajo el financiamiento bancario del proyecto TEN que significó un reembolso de US\$176 millones de los fondos que la compañía había aportado anteriormente a TEN para financiar la construcción del proyecto. El alto nivel de efectivo registrado a fines de 2016 fue gradualmente utilizado durante 2017 en el intenso programa de inversiones en activo fijo que está llevando a cabo la compañía.

Deudores comerciales y cuentas por cobrar: El aumento de US\$24,8 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 subsecuentes a su publicación. Con fecha 10 de octubre de 2017, los decretos de Precios de Nudo Promedio Enero 2017 y Julio 2017 fueron publicados en el diario oficial.

Impuestos por recuperar: La variación de US\$0,8 millones se debe principalmente a la combinación de dos efectos en sentido contrario: la terminación de crédito fiscal por la Ley Arica (-US\$6,4 millones) y el aumento de impuesto por recuperar relacionado con impuestos determinados sobre utilidades de ejercicios anteriores (+US\$8,8 millones).

Inventarios corrientes: Se observa una disminución de US\$42,6 millones en los inventarios producto de (i) una reclasificación de repuestos estratégicos desde rubro inventarios a rubro activo fijo (US\$22,5 millones), (ii) una reducción del inventario de combustibles, especialmente de la cal hidratada (US\$13,4 millones) y (iii) el aumento de la provisión de obsolescencia (US\$4,5 millones).

Otros activos no financieros corrientes: La disminución de US\$6,2 millones se debe principalmente a menores anticipos a proveedores registrados al cierre de 2017 por US\$11,9 millones, compensados por mayores gastos diferidos de US\$3,8 millones, e IVA crédito fiscal por US\$2,0 millones.

Propiedades, planta y equipos-neto: La construcción de los proyectos IEM y Puerto Andino explican mayoritariamente el aumento neto de US\$336,7 millones en esta partida. La reclasificación de repuestos estratégicos desde la partida de Inventarios contribuyó en menor medida al aumento en esta cuenta.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento neto de US\$100 millones debido a que la compañía tomó deuda de corto plazo por un total de US\$100 millones con los bancos Scotiabank, BCI y BCP.

Otros pasivos corrientes: Hubo una importante disminución de US\$36 millones en esta partida como resultado de que en 2016 se registró una mayor provisión de impuesto a la renta por las utilidades en la venta del 50% de acciones de nuestra filial TEN. Dicha provisión era de US\$38,4 millones. Por otra parte, producto de los calendarios de embarques de GNL, se registró una disminución neta de US\$8,6 millones en las cuentas por pagar a entidades relacionadas. Al cierre del ejercicio 2016 existía una cuenta por pagar de US\$14 millones a GDF SUEZ LNG Supply, que se encontraba totalmente pagada en 2017. Esta disminución en cuentas por pagar a entidades relacionadas fue parcialmente compensada con aumentos en las provisiones de dividendos por pagar a Engie Chile (+US\$9,2 millones). También se registró un aumento de US\$8,2 millones en otras cuentas por pagar correspondiente al aumento en la provisión de dividendos pagaderos a accionistas minoritarios.

Deuda financiera de largo plazo: Esta partida no ha tenido variaciones relevantes.

Otros pasivos de largo plazo: Se observa una disminución de US\$2,1 millones producto de una reducción de la provisión para la mantención mayor de unidades; específicamente de CTA, ya que se ocupó en la mantención mayor de la central en el primer trimestre de 2017.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$69 millones en el patrimonio atribuible a propietarios de la controladora se compone de (i) utilidades del ejercicio por US\$100,8 millones menos (ii) US\$30,3 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 disminución de US\$9,6 millones debido a repartos de utilidades retenidas y provisiones de pago de dividendos al accionista minoritario de Inversiones Hornitos por un total de US\$15 millones durante 2017.

ANEXO 2

INFORMACIÓN FINANCIERA

	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17
EBITDA*	70,7	71,3	76,4	66,4	66,0	74,4	60,1	75,6
Ganancia atribuible a la controladora	212,0	21,6	27,0	-5,7	19,7	31,5	18,1	32,1
Gastos Financieros	7,8	8,0	6,8	4,1	4,5	3,3	2,3	1,6

* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Dec/16	Dec/17
EBITDA (últimos 12 meses)	284,8	276,1
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	254,8	101,4
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	26,7	11,6

Deuda Financiera	748,9	848,7
Corriente	17,4	117,3
No-Corriente	731,4	731,4
Efectivo y efectivo equivalente	278,8	78,2
Deuda financiera neta	470,1	770,5

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-16	Dec-17	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,25	1,15	-49%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,61	0,76	-53%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	337,0	48,4	-86%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,62	0,63	2%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros)	(veces)	10,66	23,81	123%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,63	3,07	17%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,65	2,79	69%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	13,3%	5,1%	-62%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	7,9%	3,0%	-62%

*últimos 12 meses

Al cierre de diciembre de 2017, La Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,15x y 0,76x respectivamente, disminuyendo un 47% y un 52%, respectivamente, con respecto a diciembre de 2016 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 durante el periodo debido a que la compañía tomó deuda de corto plazo por US\$100 millones. 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 0,63x a diciembre de 2017, una mínima variación con respecto al valor de 0,62x a diciembre de 2016. La disminución de 2% se explica principalmente por el aumento en el patrimonio neto producto de las utilidades del período, dado que los pasivos totales se mantuvieron prácticamente sin variaciones. Esto último, fue el resultado de un efecto neutro en los pasivos corrientes, ya que aumentó la sub-componente financiera (por el crédito ya mencionado), pero fue totalmente contrarrestada por la disminución de la porción no financiera fundamentalmente por los pasivos por impuestos derivados de la venta del 50% de TEN.

La Cobertura de Gastos Financieros al cierre del año 2017 fue de 23,81x, mayor al valor de 10,66x (Dic-16) producto de la disminución de 56% de los gastos financieros, debida a la activación de intereses en los proyectos IEM y Puerto Andino.

La Deuda financiera sobre EBITDA aumentó 17%, producto del efecto conjunto del aumento en 13% de la deuda financiera y la disminución de 3% del EBITDA. Respecto al índice de Deuda Financiera Neta sobre EBITDA, éste aumentó 69%, producto principalmente de la disminución del Efectivo y efectivo equivalente en US\$200 millones. Este índice se ubicó en 2,79 veces a fines del año 2017, un nivel bajo, especialmente considerando el plan de inversiones en activo fijo de la compañía que se encuentra en curso desde 2015.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 5,1% y 3,0%, respectivamente, disminuyendo drásticamente en relación a diciembre de 2016. Sin embargo, dicha disminución se debe principalmente a las utilidades no recurrentes registradas en 2016 producto de la venta del 50% de las acciones de TEN.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 12M17

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de diciembre de 2017, el día **jueves 1 de febrero de 2018** a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 10:00 AM (USA-NY)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:

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: 10115904. La repetición estará disponible hasta el día 13 de febrero de 2018.