

E.CL REPORTÓ UN EBITDA DE US\$161 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$45 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2015.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$81 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DEL AÑO, PRINCIPALMENTE DEBIDO AL MEJOR MARGEN DE NUESTRO NEGOCIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y MENORES COSTOS OPERACIONALES. POR SU PARTE, EL RESULTADO NETO DEL PRIMER SEMESTRE SE INCREMENTÓ 1% CON RESPECTO AL MISMO PERIODO DE 2014, ALCANZANDO US\$45 MILLONES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$569,6 millones, disminuyendo un 9% en comparación al mismo periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a un menor precio promedio monómico de clientes libres, producto de la caída en los precios de los combustibles.
- **El EBITDA** del segundo trimestre alcanzó US\$80,6 millones, con un margen EBITDA de 28,6%, lo que significó un aumento de margen de 27% respecto al mismo período del año anterior debido a un mejor desempeño operacional de la compañía.
- **La utilidad neta** acumulada a junio de 2015 alcanzó US\$45 millones, lo que representa un leve aumento de 1% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior.

Resumen de resultados
(En millones de US\$)

	2T14	2T15	Var%	1S14	1S15	Var %
Total ingresos operacionales	318,1	282,0	-11%	626,5	569,6	-9%
Ganancia operacional	37,9	47,2	24%	84,9	95,3	12%
EBITDA	71,9	80,6	12%	151,8	160,7	6%
Margen EBITDA	22,6%	28,6%	27%	24,2%	28,2%	16%
Efectos no recurrentes	6,0	0,0	-	6,0	-	-100%
EBITDA sin efectos recurrentes	65,9	80,6	22%	145,8	160,7	10%
Total resultado no operacional	(12,5)	(14,4)	15%	(23,3)	(23,0)	-1%
Ganancia después de impuestos	20,7	18,4	-11%	47,8	48,1	1%
Ganancia atribuible a los controladores	19,7	17,7	-10%	44,5	45,0	1%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	1,0	0,7	-33%	3,2	3,1	-3%
Ganancia por acción	0,02	0,02	-10%	0,04	0,04	1%
Ventas de energía (GWh)	2.251	2.258	0%	4.522	4.595	2%
Generación neta de energía (GWh)	1.983	2.144	8%	4.009	4.243	6%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	308	216	-30%	614	507	-18%

E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en el norte de Chile. E.CL 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 2015, E.CL mantenía un 51% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL 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, E.CL pertenece en un 52,77% a ENGIE (anteriormente conocida como GDF SUEZ). El 47,23% restante de las acciones de E.CL se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a www.e-cl.cl.

HECHOS DESTACADOS

➤ SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015:

- **Firma del Decreto de Interconexión:** Con fecha 16 de abril tuvo lugar el acto público donde se firmó el decreto 158 sobre el plan de expansión anual del sistema de transmisión troncal, formalizando la interconexión entre los sistemas SING y SIC mediante dos nuevas líneas de transmisión, Changos-Kapatur, de 3 kilómetros; y Changos-Nueva Crucero/Encuentro de 140 kilómetros, a ser licitadas en un futuro próximo, junto al proyecto TEN que facilitaría dicha interconexión. La unión de ambos sistemas eléctricos, SING y SIC, busca además crear un único CDEC. El proyecto TEN de E.CL, que conectará Mejillones y Copiapó, se concretará en 2017, con un costo de US\$860 millones. El ministro de energía, Máximo Pacheco, aseguró que esta interconexión permitirá tener un único sistema eléctrico con más de 20 mil MW de potencia instalada, y requerirá de una coordinación mediante un único Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).
- **Dividendos:** En la Junta Ordinaria del día 28 de abril, los accionistas de la compañía aprobaron la propuesta del Directorio de distribuir como dividendo el mínimo regulatorio de 30% de las utilidades netas del año 2014, en atención al fuerte plan de inversiones de la compañía. Descontando el dividendo provisorio de US\$7 millones pagado a los accionistas en septiembre de 2014, la compañía pagó a sus accionistas la cantidad de US\$19.681.396, o US\$0,0186852875 por acción el día 27 de mayo de 2015.
- **Codelco:** con fecha 11 de mayo E.CL publicó un hecho esencial donde informa que la Sociedad fue notificada de la sentencia dictada en el juicio arbitral seguido con la Corporación nacional del Cobre de Chile (Codelco), y en el cual Codelco solicitaba declarar supuestos incumplimientos de E.CL en relación al cálculo y cobro de tarifas de suministro eléctrico en el período entre el 1 de enero 2010 y 30 de septiembre 2012, ordenando reliquidar en favor de Codelco las cantidad de US\$42,8 millones más reajustes e intereses. Transcurrido el plazo, se informa que se acogió parcialmente la demanda de Codelco condenando a E.CL al pago de la cantidad de US\$10 millones. No obstante, tomamos conocimiento que Codelco interpuso un recurso de queja contra la referida sentencia arbitral.
- **La Comisión Nacional de Energía (CNE)** emitió la Resolución N. ° 316 con fecha 19 de junio que aprueba el informe técnico que establece el plan anual de valoración y la expansión de los sistemas de transmisión troncal del país para el período 2016-2019. Esta resolución confirmó a TEN como el proyecto de transmisión troncal que interconectará el SING y el SIC. Con fecha 14 de julio, la CNE anunció que el 31 de julio 2015 publicará modificaciones a la Resolución # 316 en base a la información proporcionada por las partes afectadas. El período de tiempo contemplado por la ley para las partes afectadas para presentar discrepancias al Panel de Expertos se iniciará el 31 de julio.
- **Nuevo puerto en Mejillones:** El día 10 de junio, E.CL dio orden de proceder a la empresa chilena, Belfi, para la construcción de un nuevo puerto mecanizado en la comuna de Mejillones, el que forma parte del proyecto Infraestructura Energética Mejillones (“IEM”). El puerto dará servicios de descarga de combustibles a las plantas de generación existentes en Mejillones además de la nueva central del proyecto IEM. Se espera que este puerto comience operaciones en agosto de 2017.
- **Plan financiero:** con fecha 30 de junio de 2015 E.CL celebró un contrato de línea de crédito comprometida de largo plazo con cinco instituciones bancarias (Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC), el que permitirá a la compañía girar de manera flexible préstamos por 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 fondos y la flexibilidad necesaria para financiar los diversos proyectos que lleva adelante.

➤ **PRIMER TRIMESTRE DE 2015:**

- **Estudio de Transmisión Troncal:** El 6 de febrero de 2015, se dio a conocer el Estudio de Transmisión Troncal efectuado por el consultor independiente contratado por la Comisión Nacional de Energía el que concluyó que el proyecto de transmisión en corriente alterna de la filial de E.CL, TEN, representa actualmente la mejor alternativa de interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) en tanto cumpla ciertas condiciones técnicas y de capacidad.
- **Proyecto Infraestructura Energética Mejillones:** El 20 de enero de 2015, E.CL dio orden de proceder a la empresa coreana, S.K. Engineering and Construction, Corea, a la construcción del proyecto Infraestructura Energética Mejillones 1, una planta de generación de electricidad con capacidad instalada bruta de 375 MW. El proyecto considera una inversión aproximada de US\$1.100 millones incluyendo la inversión asociada en infraestructura portuaria. Al 30 de junio de 2015, la nivelación del terreno se encontraba terminada; las órdenes de compra de los principales equipos de la central, tales como turbina, caldera y generador se encontraban colocadas, y se encontraba pagada un 4,8% del monto de inversión total. Se espera que esta planta entre en operaciones en julio de 2018.
- **Proyecto de Transmisión TEN:** En enero de 2015 Alumini (ex Alusa), contratista que estaba llevando adelante la construcción de la línea de interconexión SING – SIC, nos notificó que su matriz había entrado en un proceso de reestructuración judicial por insolvencia en Brasil. Lo anterior aumentó sustancialmente el riesgo del proyecto, por lo que se procedió a acordar con Alumini la división y traspaso del correspondiente EPC a Alstom (que se hará cargo de las subestaciones) y a Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers (que se hará cargo de la construcción de líneas de transmisión). Alumini se mantiene involucrado en el proyecto como subcontratista de Ingeniería y Construcción. Las obras continúan en construcción, encontrándose actualmente en la fase de trabajos físicos en terreno. El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$860 millones, de los cuales a la fecha ya se han invertido US\$88 millones y se espera que entre en operaciones en el tercer trimestre de 2017. El proyecto cuenta con estudio de impacto ambiental aprobado con modificaciones menores en proceso de aprobación, aproximadamente 88% de las servidumbres ya pagadas y acordadas con los propietarios de los terrenos, y concesiones eléctricas ingresadas para su aprobación. Para financiar el proyecto, la compañía se encuentra avanzando en el proceso de venta de un 50% de su propiedad en el proyecto y en la estructuración de financiamiento bancario, para lo cual contrató los servicios de asesoría financiera de Banco Santander.
- **Temporal en el norte de Chile:** A fines de marzo, la zona norte de Chile fue impactada por un fuerte temporal el que no provocó mayores daños al personal ni a las instalaciones de generación y transmisión de E.CL. Debido a lo anterior, E.CL S.A. pudo entregar el suministro requerido por el sistema y sus clientes una vez superados los efectos de dicho evento. En esos momentos, la demanda del sistema bajó hasta un 40% a alrededor de 1200 MW debido a que algunas empresas mineras debieron interrumpir sus faenas. La demanda de clientes no regulados se recuperó gradualmente después del temporal. Los consumos regulados se mantuvieron en niveles prácticamente normales.

ANTECEDENTES GENERALES

E.CL opera en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el segundo mayor sistema interconectado del país, el cual provee electricidad al norte del país 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 un incipiente desarrollo de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

Durante el primer trimestre de 2015, el costo marginal promedio alcanzó los US\$49,3/MWh, inferior a los US\$87,9/MWh del primer trimestre del año anterior. Este menor costo se debió a menores precios de combustibles, al efecto de una mayor generación con energías renovables, y a que el costo marginal fue definido primordialmente por centrales a carbón. El costo marginal del 1T15 fue inferior a los US\$55,6/MWh del cuarto trimestre de 2014, reflejando una mejor disponibilidad del parque generador eficiente.

En el segundo trimestre, el costo marginal promedio fue de US\$56,9/MWh, alcanzando su mayor nivel en junio. Cabe destacar que en este trimestre, debido a una mayor disponibilidad de gas y a fallas y mantenciones de centrales carboneras, se produjo una mayor generación con GNL y diesel. Esto provocó un cambio en la mezcla de combustibles utilizada en la generación de electricidad en el sistema en el trimestre, disminuyendo el peso relativo de la generación a carbón. En el mes de abril, el costo marginal promedio fue de US\$52,8/MWh, lo que representó una disminución de 47,1% respecto al mismo mes del año anterior, y un aumento de un 9,4% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de mayo, el costo marginal promedió los US\$46,4/MWh, lo que representó una disminución de 46,6% respecto al mismo mes del año anterior y de 12,1% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de junio, el costo marginal fue de US\$72,9/MWh, lo que representó una disminución de 4,4% respecto al mismo mes del año anterior; sin embargo, representó un aumento de 57,3% respecto al mes anterior.

El costo marginal promedio del semestre fue de US\$53,1/MWh, lo que representó una disminución de 39,6% respecto al mismo periodo del año anterior en que el costo marginal promedió los US\$87,8/MWh.

Cabe notar, sin embargo, que los costos marginales no consideran los sobrecostos de operación del sistema según lo establecido en la Resolución Ministerial 39 y el Decreto Supremo 130. Estos sobrecostos se refieren a costos de la operación, por sobre los costos determinados según el despacho económico de las centrales, por razones tales como mayor seguridad global del servicio, pruebas, limitaciones de transmisión y costos por operación de centrales a su mínimo técnico. Este último tipo de sobrecostos por operaciones de centrales a su mínimo técnico se ha regido por el DS130 desde el 1 de enero de 2013. Los sobrecostos incurridos por generadoras operando en dicha condición se suman y el total se prorratea entre los generadores en función de sus retiros. De esta forma, cada generador debe pagar o recibir, según sea el caso, la diferencia entre su prorrata y el sobrecosto efectivamente incurrido por dicho generador. Por lo tanto, aquellos generadores que incurren en sobrecostos de operación son remunerados por los generadores con mayores retiros y estos últimos pueden traspasar parte de este sobrecosto a las tarifas finales según las condiciones contractuales pactadas con los clientes. Los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$36,5 millones en el primer trimestre de este año, un 23% por debajo de los sobrecostos producidos el año anterior, principalmente por los menores precios de combustibles líquidos. Además se redujo el porcentaje de participación de E.CL en la prorrata, por lo que el efecto en los sobrecostos no traspasados a precios disminuyó un 41% entre ambos periodos. En el segundo trimestre los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$52,7 millones, un 11% más altos que los sobrecostos producidos el año anterior, principalmente por las mayores mantenciones de centrales en este periodo unido a las limitaciones de transmisión en el segmento Crucero – Encuentro, lo que ocasionó el despacho de ciclos combinados operando con diésel. En términos acumulados, los sobrecostos del SING disminuyeron un 6% entre 2014 y 2015, principalmente por el menor costo de combustibles líquidos. Además, se redujo el porcentaje de participación de E.CL en la prorrata debido en parte a que E.CL no se encuentra afecta a los sobrecostos producto de las limitaciones de transmisión en el segmento Crucero-Encuentro. Debido a esto, los sobrecostos no traspasados a precios disminuyeron un 19% entre ambos periodos (de US\$22,8 millones a US\$16,7 millones).

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

Generación por Tipo de Combustible (en GWh)

Tipo de Combustible	2014						2015					
	1T2014		2T 2014		1S 2014		1T 2015		2T 2015		1S 2015	
	GWh	% of total										
Hidro	22	1%	18	0%	41	0%	21	0%	20	0%	41	0%
Carbón	3.482	82%	3.437	78%	6.920	80%	3.549	78%	3.431	73%	6.980	76%
GNL	387	9%	568	13%	955	11%	483	11%	605	13%	1.088	12%
Diesel / Petróleo pesado	312	7%	296	7%	608	7%	305	7%	454	10%	759	8%
Solar / cogeneración	61	1%	100	2%	161	2%	167	4%	160	3%	327	4%
Total generación bruta SING	4.265	100%	4.420	100%	8.685	100%	4.525	100%	4.669	100%	9.194	100%

Fuente: CDEC-SING

La generación a partir de carbón disminuyó en este trimestre en comparación con el trimestre anterior por centrales temporalmente fuera de servicio con mantenencias programadas. Esto se compensó con una mayor generación con GNL, dada la mayor disponibilidad de gas en el sistema, y con un aumento de la generación con diésel y petróleo pesado.

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

Generación por Empresa (en GWh)

Empresa	2014						2015					
	1T2014		2T2014		1S 2014		1T 2015		2T 2015		1S 2015	
	GWh	% del total										
Norgener / Angamos	1.503	35%	1.738	39%	3.240	37%	1.536	34%	1.532	33%	3.068	33%
Celta	256	6%	169	4%	425	5%	267	6%	263	6%	530	6%
GasAtacama	225	5%	213	5%	438	5%	276	6%	423	9%	699	8%
E.CL (con CTH al 100%)	2.204	52%	2.183	49%	4.386	51%	2.267	50%	2.274	49%	4.541	49%
Otros	77	2%	118	3%	195	2%	179	4%	177	4%	356	4%
Total generación bruta SING	4.265	100%	4.420	100%	8.685	100%	4.525	100%	4.669	100%	9.194	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el segundo trimestre de 2015 se observó un aumento en la generación de electricidad de E.CL respecto al mismo trimestre del año anterior y al primer trimestre de 2015. E.CL continuó liderando la generación en el sistema con un 49% de participación. En el primer trimestre el ciclo combinado (U16) fue objeto de mantención mayor, estando fuera de servicio entre el 25 de enero y el 16 de marzo, mientras que la central a carbón CTM2 estuvo en mantención entre el 6 y el 28 de enero. En este segundo trimestre, la compañía también tuvo centrales temporalmente fuera de servicio por mantenencias programadas: CTA (desde el 20 de abril al 20 de mayo) y la U15 (desde el 28 de mayo al 18 de junio).

Los niveles de demanda y de generación de electricidad en el SING mostraron una recuperación en el segundo trimestre del año. La demanda y la generación se mantuvieron a niveles superiores a los observados en el segundo trimestre de 2014.

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 semestrales finalizados al 30 de Junio de 2015 y 30 de Junio de 2014. 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

Segundo trimestre de 2015 comparado con el primer trimestre de 2015 y segundo trimestre de 2014

Ingresos operacionales

	Información Trimestral							
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	2T 2014		1T 2015		2T 2015		% 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.....	220,4	80%	181,9	75%	180,4	75%	-1%	-18%
Ventas a clientes regulados.....	54,1	20%	55,4	22%	51,6	22%	-7%	-5%
Ventas al mercado spot.....	2,5	1%	6,2	3%	7,3	3%	18%	198%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	277,0	87%	243,4	85%	239,4	85%	-2%	-14%
Ventas de gas.....	24,6	8%	18,5	8%	23,1	8%	25%	-6%
Otros ingresos operacionales.....	16,5	5%	25,8	7%	19,6	7%	-24%	19%
		0%		0%		0%		
Total ingresos operacionales.....	318,1	100%	287,6	100%	282,0	100%	-2%	-11%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.785	79%	1.726	77%	1.749	77%	1%	-2%
Ventas de energía a clientes regulados.....	447	20%	463	21%	466	21%	1%	4%
Ventas de energía al mercado spot.....	19	1%	149	2%	42	2%	-72%	120%
Total ventas de energía.....	2.251	100%	2.337	100%	2.258	100%	-3%	0%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾.....	123,5		100,3		104,8		4%	-15%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh)⁽³⁾.....	121,1		119,6		110,8		-7%	-9%

(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\$239 millones en el segundo trimestre, representando una disminución de 2% comparado con el trimestre anterior, debido a la combinación de menores ventas de energía al mercado spot y la menor tarifa promedio cobrada a clientes regulados. En tanto, con respecto al mismo trimestre del año anterior, las ventas de energía también disminuyeron por menores tarifas promedio de clientes libres y regulados, unido a menores ventas físicas de energía al mercado spot.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$180 millones, una disminución de 18% con respecto al mismo trimestre del año anterior. La venta física a clientes libres se mantuvo en niveles similares. Por una parte, hubo un aumento en la demanda por parte de nuevos clientes (Antucoya, Sierra Gorda, y Pampa Camarones). Por otra parte, Gaby, Michilla, El Abra y Radomiro Tomic mostraron menores niveles de demanda, mientras que la demanda de Chuquicamata presentó una recuperación. Sin embargo, lo que más contribuyó a la disminución en las ventas a clientes libres fue una disminución de 16% en el precio monómico promedio que reflejó la caída en el

precio de los combustibles usados en los polinomios de indexación de precios de nuestros contratos. Sin embargo, en comparación con el primer trimestre de 2015, el precio monómico promedio aumentó un 4% en parte debido a los mayores sobrecostos de operación del sistema.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$52 millones, lo que representa una disminución de 7% respecto al trimestre anterior. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó desde US\$4,26/MMBtu usado en el proceso tarifario de octubre de 2014 a US\$3,00/MMBtu, usado en el proceso tarifario de abril de 2015. La disminución de 5% en la venta a clientes regulados en comparación con el mismo trimestre del año anterior se debió a una disminución de 9% en la tarifa monómica promedio.

En términos físicos, las ventas al mercado spot, correspondientes a nuestra filial CTA y en menor medida a CTH, mostraron una disminución en comparación con el trimestre anterior y un aumento respecto al mismo trimestre de 2014, como resultado de la mantención de CTA en el segundo trimestre de este año. En términos consolidados, E.CL siguió siendo un comprador neto de energía debido a su alto nivel de contratación. En el segundo trimestre, E.CL registró compras netas cercanas a los 174GWh, superiores a las compras netas del primer trimestre que fueron de 142GWh debido principalmente a una menor producción de CTA, que pasó de ser vendedora neta de energía a compradora neta en el mes de mayo. 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 centro de despacho de carga CDEC.

Las ventas de gas consideran las ventas de este combustible a terceros. Las ventas de gas fueron menores que en el mismo trimestre del año anterior, debido a los menores precios de este combustible y también por el despacho continuo de centrales operando con petróleo diésel a raíz de limitaciones en el sistema de transmisión, lo que redujo levemente el despacho de unidades operando con gas. Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, reliquidaciones de subtransmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y ventas de carbón y otros combustibles a terceros.

Costos operacionales

Información Trimestral

(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)

	2T 2014		1T 2015		2T 2015		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(113,3)	42%	(96,5)	37%	(84,4)	37%	-13%	-25%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(47,6)	18%	(30,2)	15%	(33,9)	15%	12%	-29%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(33,5)	12%	(31,4)	15%	(32,9)	15%	5%	-2%
Otros costos directos de la operación	(75,7)	28%	(69,5)	33%	(75,0)	33%	8%	-1%
Total costos directos de ventas.....	(270,2)	96%	(227,6)	96%	(226,3)	96%	-1%	-16%
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	4%	(11,4)	5%	(12,8)	5%	12%	5%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	0%	(0,6)	0%	(0,6)	0%	-3%	121%
Otros ingresos/costos de la operación...	0,5	0%	0,1	-2%	4,8	-2%	3207%	877%
Total costos de la operación.....	(280,1)	100%	(239,5)	100%	(234,9)	100%	-2%	-16%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.660	76%	1.826	80%	1.825	80%	0%	10%
Gas.....	440	20%	404	18%	407	18%	1%	-8%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	70	3%	23	1%	31	1%	32%	-56%
Hidro/Solar.....	12	1%	13	0%	11	0%	-16%	-10%
Total generación bruta.....	2.183	100%	2.267	100%	2.274	100%	0%	4%
Menos Consumos propios.....	(200)	-9%	(168)	-6%	(130)	-6%	-22%	-35%
Total generación neta.....	1.983	87%	2.099	91%	2.144	91%	2%	8%
Compras de energía en el mercado spot.....	308	13%	291	9%	216	9%	-26%	-30%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.291	100%	2.390	100%	2.359	100%	-1%	3%

La generación bruta de electricidad se mantuvo en el mismo nivel en comparación con el trimestre anterior y aumentó un 4% con respecto al mismo trimestre del año anterior. En este trimestre hubo un mayor número de mantenimientos en el sistema que en el primer trimestre. En el caso de E.CL, la unidad CTA fue objeto de mantención mayor. A pesar de esto, la generación a carbón se mantuvo con respecto al trimestre anterior ya que en el primer trimestre la central CTM2 estuvo 22 días fuera de servicio por mantención, y aumentó un 5% con respecto al segundo trimestre de 2014. Asimismo, la generación con gas se mantuvo en niveles similares en comparación con el primer trimestre de 2015, pero disminuyó con respecto al mismo trimestre del año anterior. En este trimestre se observó un incremento en la generación con diésel, pero ésta se ha mantenido en niveles bajos representando no más de un 1% de la generación de E.CL.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el diésel y los sobrecostos de operación del sistema están vinculados, registraron un valor promedio de US\$57,39/bl durante el 2T15. Esto representó un aumento trimestral de un 17,5%, desde US\$48,83/bl en el 1T15, y una caída de 44,4% anual desde US\$103,30/bl en el 2T14. En tanto, el precio del carbón experimentó una tendencia a la baja con respecto al año anterior. La disminución generalizada en los precios de combustibles resultó en una disminución de 35% en la partida de combustibles en el segundo trimestre, en comparación con el mismo trimestre de 2014; en tanto, menores costos de gas contribuyeron a la disminución de 13% con respecto al 1T15. El costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en comparación con el trimestre anterior debido al leve aumento de costos marginales, especialmente en junio 2015. Sin embargo, con respecto al 2T14, se observó una disminución principalmente debido a los menores costos marginales registrados en el período. En términos físicos, las compras de energía en el mercado spot fueron inferiores a las del primer trimestre de 2015 y el segundo trimestre de 2014.

El costo de la depreciación en este trimestre fue levemente superior al del trimestre anterior, debido al inicio de la depreciación de los trabajos de mantención mayor de la U16, y levemente inferior respecto al mismo trimestre del año anterior. Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantención y costos de ventas de combustibles. Estos otros costos de la operación aumentaron en este trimestre en comparación con el trimestre anterior debido a mayores provisiones asociadas al arbitraje con Codelco. Los gastos de administración y ventas presentan un aumento con respecto al trimestre anterior debido a mayores costos legales y aumento en la dotación de personal. Los otros ingresos/costos de la operación aumentaron debido a un reverso de la provisión de incobrables de US\$4,6 millones explicada por la resolución del arbitraje con SQM. A raíz de esta resolución, los ingresos por venta de energía y potencia del segundo trimestre se vieron disminuidos en la misma cantidad, siendo compensados con el reverso de la provisión, sin ningún impacto en el resultado operacional del trimestre.

Margen Eléctrico

	<u>2014</u>			<u>2015</u>		
	<u>1T14</u>	<u>2T14</u>	<u>1S14</u>	<u>1T15</u>	<u>2T15</u>	<u>1H15</u>
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	262,1	277,0	539,1	243,4	237,9	481,3
Costo de combustible.....	(109,6)	(113,3)	(222,9)	(96,5)	(84,4)	(180,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(37,0)	(47,6)	(84,6)	(30,2)	(33,9)	(64,2)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	115,5	116,1	231,6	116,7	119,5	236,2
<i>Margen eléctrico</i>	<i>44%</i>	<i>42%</i>	<i>43%</i>	<i>48%</i>	<i>50%</i>	<i>49%</i>

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento con respecto al mismo trimestre del año anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron. Por la otra, la suma de los costos de combustibles y compras de energía y potencia al mercado spot, disminuyó aún más en el periodo.

En tanto, también se observó una mejoría al comparar con el trimestre anterior. Esto fue debido básicamente a un menor costo de suministro de combustibles y de compras de energía y potencia al mercado spot, mientras los ingresos por venta de electricidad disminuyeron en menor medida por el rezago con que los contratos con clientes regulados reflejan la caída en precios de combustibles. En el primer trimestre, los pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema llegaron a US\$6,7 millones, significativamente inferiores al trimestre anterior y al mismo periodo del año anterior. En el segundo trimestre los pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema llegaron a US\$10,1 millones, superiores al trimestre anterior, pero inferiores al mismo periodo del año anterior.

Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)						Trim. c/T	Año c/A
	2T 2014		1T 2015		2T 2015			
Monto	%	Monto	%	Monto	%			
Total ingresos de la operación	318,1	100%	287,6	100%	282,0	100%	-2%	-11%
Total costo de ventas	(270,2)	-85%	(227,6)	-79%	(226,3)	-80%	-1%	-16%
Ganancia bruta	47,9	15%	60,0	21%	55,8	20%	-7%	16%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(10,0)	-3%	(11,9)	-4%	(8,6)	-3%	-27%	-14%
Ganancia Operacional	37,9	12%	48,1	17%	47,2	17%	n.a.	24%
Depreciación y amortización.....	33,9	11%	32,0	11%	33,5	12%	5%	-1%
EBITDA	71,9	23%	80,1	28%	80,6	29%	1%	12%

El EBITDA del segundo trimestre llegó a US\$80,6 millones, levemente superior al del trimestre anterior y superior al del mismo trimestre del año anterior, principalmente debido al mejor margen de nuestro negocio de generación eléctrica comentado en el párrafo anterior y menores costos operacionales.

Resultados financieros

Resultados no operacionales	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)						Trim. c/T	Año c/A
	2T 2014		1T 2015		2T 2015			
Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos			
Ingresos financieros.....	0,6	0%	0,3	0%	0,6	0%	72%	0%
Gastos financieros.....	(11,7)	-4%	(10,9)	-4%	(8,7)	-3%	-20%	-26%
Diferencia de cambio.....	(1,8)	-1%	1,9	1%	(6,2)	-2%	-424%	240%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	0,4	0%	0,0	0%	(0,1)	0%	-954%	-125%
Total resultado no operacional	(12,5)	-4%	(8,7)	-3%	(14,4)	-5%	66%	15%
Ganancia antes de impuesto.....	25,5	8%	39,5	13%	32,8	11%	-17%	29%
Impuesto a las ganancias.....	(4,7)	-2%	(9,8)	-3%	(14,4)	-5%	n.a.	203%
Utilidad (Pérdida) de Actividades	20,7	7%	29,7	10%	18,4	6%	-38%	-11%
Continuadas después de impuesto.....	19,7	7%	27,3	9%	17,7	6%	-35%	-10%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	1,0	0%	2,5	1%	0,7	0%	-73%	-33%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	19,7	7%	27,3	9%	17,7	6%	-35%	-10%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	19,7	7%	27,3	9%	17,7	6%	-35%	-10%
Ganancia por acción.....	0,019	0%	0,026	0%	0,017	0%	-35%	-10%

El gasto financiero disminuyó con respecto al trimestre anterior debido principalmente a la activación de intereses en proyectos IEM y TEN (US\$ 1,5 millones) y menores costos financieros de US\$1,3 millones por el pre-pago del financiamiento del proyecto CTA en octubre de 2014 con recursos provenientes de la colocación de un bono 144-A.

La diferencia de cambio alcanzó US\$6,2 millones de pérdida en el trimestre, lo que contrasta con la utilidad de cambio de US\$1,9 millones en el trimestre anterior y una pérdida de US \$1,8 millones en el mismo trimestre del año anterior. La pérdida por diferencias de cambio se explica principalmente por el efecto de una marcada depreciación del peso chileno, especialmente a fines de junio, sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar, moneda funcional de la compañía. Estos activos incluyen, entre otros, cuentas por cobrar a clientes, anticipos a proveedores e IVA crédito fiscal, cuyo saldo ha aumentado debido al inicio de la construcción de los proyectos TEN e IEM. Cabe notar que la mayor parte de esta pérdida no se tradujo en salidas de caja, especialmente, en el caso de

cuentas por cobrar a clientes que quedan temporalmente expuestas a las fluctuaciones del tipo de cambio ya que se facturan en pesos; sin embargo, se pagan en dólares, revirtiendo la diferencia de cambio al momento de su pago.

La tasa de cálculo del impuesto a la renta fue de un 22,5%. El impuesto fue superior este trimestre en comparación al trimestre anterior y con respecto al mismo trimestre del año anterior, principalmente debido a cuatro factores. (i) El alza en la tasa de impuesto a la renta en comparación con el mismo trimestre del año pasado debida a la nueva reforma tributaria vigente desde septiembre de 2014; (ii) el efecto de la aplicación de una tasa de 27% sobre los impuestos diferidos según se estipula en dicha reforma; (iii) un aumento de impuestos no recurrente de US\$3,5 millones originado en la provisión de gastos por el resultado del arbitraje con Codelco que queda afecta al concepto de gasto rechazado; y, (iv) un mayor monto de US\$2,9 millones de impuesto pagado en abril de 2015 en relación al gasto provisionado en diciembre de 2014.

Primer semestre de 2015 comparado con el primer semestre de 2014

Ingresos operacionales

Información a Junio 2015						
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)						
	6M 2014		6M 2015		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	430,3	80%	362,3	75%	(68,0)	-16%
Ventas a clientes regulados.....	100,6	19%	107,0	22%	6,4	6%
Ventas al mercado spot.....	8,2	2%	12,0	2%	3,8	46%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	539,1	86%	481,3	84%	(57,9)	-11%
Ventas de gas.....	35,5	6%	41,5	7%	6,0	17%
Otros ingresos operacionales.....	51,8	8%	45,3	8%	(6,5)	-12%
Total ingresos operacionales.....	626,5	100%	569,6	100%	(56,8)	-9%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	3.530	78%	3.475	76%	(55)	-2%
Ventas de energía a clientes regulados.....	898	20%	929	20%	31	3%
Ventas de energía al mercado spot.....	94	2%	191	4%	97	103%
Total ventas de energía.....	4.522	100%	4.595	100%	73	2%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾	121,0		102,1		(18,9)	-16%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)⁽³⁾	112,1		115,1		3,1	3%

(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 2015 los ingresos totales de la operación disminuyeron 9% comparado con el mismo semestre de 2014.

Las ventas a clientes regulados llegaron a US\$107 millones y las ventas a clientes libres fueron de US\$362,3 millones, lo que representa un aumento de 6% y una disminución de 16%, respectivamente, con respecto al primer semestre del año anterior. Esto, unido a una mayor venta al mercado spot, resultó en una disminución de 11% en los ingresos por venta de energía y potencia con respecto al primer semestre del año anterior, lo que se explica por una importante caída en los precios monómicos promedio de clientes libres, compensado parcialmente con mayores ventas físicas y tarifas monómicas promedio de clientes regulados.

La disminución en la venta física de clientes libres está fundamentalmente explicada por una menor demanda de Michilla, El Abra y Gaby, asociada a sus programas de producción, la que fue en parte compensada con aumentos de demanda de Minera Centinela, Antucoya, Sierra Gorda y Pampa Camarones. Los precios monómicos

promedio mostraron una disminución de 16% con respecto al primer semestre de 2014 que reflejó la caída en el precio de los combustibles usados en los polinomios de indexación en las tarifas de nuestros contratos.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US\$107 millones. La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró un aumento de 3% con respecto al mismo semestre del año anterior debido a las variaciones del índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa base. En tanto, las ventas físicas se incrementaron un 3% con respecto al primer semestre de 2014.

En términos de volumen, las ventas de gas fueron mayores a las del primer semestre del año anterior. Aunque éstas fueron hechas a precios más bajos, los ingresos por venta de gas aumentaron 17% con respecto al año anterior. Sin embargo, los costos de venta de gas fueron más altos por lo que la contribución de este negocio se mantuvo en niveles similares a los del año anterior. Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, reliquidaciones de subtransmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y ventas de carbón y otros combustibles a terceros. Cabe destacar que en el segundo trimestre de 2015 esta partida incluye un ingreso de US\$4,6 millones correspondiente a un reverso de provisión de incobrables con ocasión de la resolución de un proceso arbitral con SQM. Este ingreso compensó totalmente el menor ingreso operacional correspondiente al resultado adverso del arbitraje, por lo que no tuvo ningún efecto en el resultado operacional. En el primer trimestre de 2014 se había reconocido US\$6 millones de ingresos producto de los términos del acuerdo de recepción final de CTA y CTH firmado con la empresa contratista de dichos proyectos en marzo de 2014.

Costos operacionales

Información a Junio 2015

(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)

	6M - 2014		6M - 2015		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(222,9)	43%	(180,9)	40%	42,0	-19%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(84,6)	16%	(64,2)	14%	20,5	-24%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(66,1)	13%	(64,3)	14%	1,8	-3%
Otros costos directos de la operación	(147,5)	28%	(144,5)	32%	3,0	-2%
Total costos directos de ventas.....	(521,1)	96%	(453,8)	96%	67,3	-13%
Gastos de administración y ventas.....	(20,7)	4%	(24,3)	5%	(3,6)	17%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,7)	0%	(1,1)	0%	(0,4)	56%
Otros ingresos/costos.....	1,0	0%	4,9	-1%	3,9	371%
Total costos de la operación.....	(541,5)	100%	(474,3)	100%	67,2	-12%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	3.391	77%	3.651	80%	260	8%
Gas.....	821	19%	811	18%	(11)	-1%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	147	3%	54	1%	(92)	-63%
Hidro/Solar.....	27	1%	24	1%	(3)	-10%
Total generación bruta.....	4.386	100%	4.541	100%	154	4%
Menos Consumos propios.....	(378)	-9%	(298)	-7%	80	-21%
Total generación neta.....	4.009	87%	4.243	89%	234	6%
Compras de energía en el mercado spot.....	614	13%	507	11%	(108)	-18%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	4.623	100%	4.750	100%	126	3%

Nuestra generación bruta registró un aumento de 4% en el primer semestre del año en comparación con el primer semestre de 2014, debido a una mayor generación con carbón asociada al menor número de mantenimientos de unidades carboneras en el periodo. La generación en base a carbón aumentó en un 8%, pasando a representar un 80% de la generación total de E.CL desde un 77% en el primer semestre del año pasado, desplazando tanto la generación menos eficiente a petróleo diésel como las compras de energía en el mercado spot que disminuyeron en un 18%. Durante el semestre se llevaron a cabo mantenimientos programadas a las unidades, U15, U16, CTM2, y CTA.

La disminución de 19% en la partida de combustibles en el periodo se explica por la disminución generalizada en los precios de combustibles con respecto al primer semestre del año anterior. En menor medida, menores costos de estadía de naves y de descarga y manejo de carbón a raíz de la recuperación de la operación de Puerto Mejillones luego del incidente ocurrido a fines de 2013, contribuyeron a los menores costos de combustibles. El costo de compras de energía y potencia al mercado spot disminuyó debido a las menores compras físicas de energía y al menor costo marginal en este periodo.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenimientos y costos de ventas de combustibles. La disminución en este rubro se debe principalmente al efecto de

la apreciación del dólar sobre los costos operacionales en pesos, y a varios otros factores, incluyendo menores costos de estadía de naves, lo que fue parcialmente compensado por mayores provisiones, incluyendo la provisión asociada al arbitraje con Codelco.

Resultado operacional

Información a Junio 2015

(En millones de US\$, excepto por porcentajes)

	6M - 2014		6M - 2015		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
EBITDA						
Total ingresos de la operación	626,5	100%	569,6	100%	(56,8)	-9%
Total costo de ventas	(521,1)	-83%	(453,8)	-80%	67,3	-13%
Ganancia bruta	105,3	17%	115,8	20%	10,4	10%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(20,4)	-3%	(20,5)	-4%	(0,1)	0%
Ganancia Operacional	84,9	14%	95,3	17%	10,4	12%
Depreciación y amortización.....	66,8	11%	65,5	11%	(1,4)	-2%
EBITDA	151,8	24%	160,7	28%	9,0	6%

En el primer semestre, el EBITDA alcanzó US\$ 160,7 millones, un aumento de 6% con respecto al mismo semestre del año anterior. Esto se debió principalmente a menores costos de suministro, explicados por la caída en los precios de combustibles; una mezcla de generación más eficiente que la del año anterior, tanto por la mayor generación con gas como por las menores compras al mercado spot; y el rezago con que la caída en precios de combustibles se refleja en la tarifa de ventas a clientes regulados.

La depreciación disminuyó en US\$1,4 millones en el primer semestre debido a los menores costos de depreciación resultantes de la extensión de vidas útiles de unidades carboneras determinada a fines de 2013.

Resultados financieros

Información a Junio 2015

(En millones de US\$, excepto por porcentajes)

	6M - 2014		6M - 2015		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	1,4	0%	0,9	0%	(0,5)	-37%
Gastos financieros.....	(23,0)	-3%	(19,6)	-2%	3,4	-15%
Diferencia de cambio.....	(1,9)	0%	(4,3)	0%	(2,4)	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	0,2	0%	(0,1)	0%	(0,3)	-144%
Total resultado no operacional	(23,3)	-3%	(23,0)	-3%	0,2	-1%
Ganancia antes de impuesto.....	61,7	8%	72,3	8%	10,6	17%
Impuesto a las ganancias.....	(13,9)	-2%	(24,1)	-3%	(10,2)	74%
Utilidad (Perdida) de Actividades						
Continuadas después de impuesto.....	47,8	6%	48,1	5%	0,4	1%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	44,5	6%	45,0	5%	0,5	1%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	3,2	0%	3,1	0%	(0,1)	-3%
EJERCICIO	44,5	6%	45,0	5%	0,5	1%
Ganancia por acción	0,04	0%	0,04	0%	0,0	1%

El gasto financiero disminuyó con respecto al trimestre anterior debido principalmente a la activación de intereses en proyectos IEM y TEN (US\$ 1,5 millones) y menores costos financieros de US\$1,3 millones por el pre-

pago del financiamiento del proyecto CTA en octubre de 2014 con recursos provenientes de la colocación de un bono 144-A.

La pérdida por diferencias de cambio se explica principalmente por el efecto de una marcada depreciación del peso chileno, especialmente a fines de junio, sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar, moneda funcional de la compañía. Estos activos incluyen, entre otros, cuentas por cobrar a clientes, anticipos a proveedores e IVA crédito fiscal, cuyo saldo ha aumentado debido al inicio de la construcción de los proyectos TEN e IEM. Cabe notar que la mayor parte de esta pérdida no se tradujo en salidas de caja, especialmente, en el caso de cuentas por cobrar a clientes que quedan temporalmente expuestas a las fluctuaciones del tipo de cambio, ya que se facturan en pesos; sin embargo, se pagan en dólares, revirtiendo la diferencia de cambio al momento de su pago.

Ganancia neta

La utilidad después de impuestos mostró un leve aumento de US\$0,5 millones comparado con el primer semestre del año anterior, llegando a los US\$45 millones, principalmente debido al mejor resultado operacional, la menor depreciación y los menores gastos financieros. El impuesto a la renta aumentó en el primer semestre de 2015 debido a cuatro factores. (i) El alza en la tasa de impuesto a la renta en comparación con el primer semestre del año pasado debida a la nueva reforma tributaria vigente desde septiembre de 2014; (ii) el efecto de la aplicación de una tasa de 27% sobre los impuestos diferidos según se estipula en dicha reforma; (iii) un aumento de impuestos no recurrente de US\$3,5 millones originado en la provisión de gastos por el resultado del arbitraje con Codelco que queda afecta al concepto de gasto rechazado; y, (iv) un mayor monto de US\$2,9 millones de impuesto pagado en abril de 2015 en relación al gasto provisionado en diciembre de 2014.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de junio de 2015, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$234,6 millones. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.¹

Información a Junio 2015		
(En millones de US\$)		
Estado de flujo de efectivo	<u>2014</u>	<u>2015</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	133,4	190,4
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(50,4)	(199,1)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(65,8)</u>	<u>(26,2)</u>
Cambio en el efectivo	<u>17,2</u>	<u>(34,9)</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja neto proveniente de la operación durante el primer semestre de 2015 incluyó US\$252 millones de flujos de caja de la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta e IVA (US\$47 millones) y de pagos de intereses sobre los dos bonos 144-A de la compañía (US\$15 millones) alcanzaron los US\$190 millones.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión en activos fijos fue de US\$199 millones. Este monto incluye US\$78 millones de inversiones en el proyecto de línea de transmisión entre el SING y el SIC (TEN); US\$45 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM); US\$42 millones en la mantención mayor, especialmente de la U16, y otras mejoras de activos existentes; y US\$10 millones en el proyecto solar fotovoltaico Pampa Camarones.

⁽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.

Con una inversión cercana a los US\$170 millones, E.CL se encuentra en las etapas finales del Proyecto de Reducción de Emisiones (“CAPEX medioambiental”), iniciativa que tiene como objetivo responder a las disposiciones de la nueva legislación ambiental en total cumplimiento a lo exigido por la ley en relación con el material particulado y los gases que sus centrales termoeléctricas emiten a la atmósfera. La compañía instaló filtros de mangas para la reducción de emisiones de material particulado e implementó sistemas para reducir emisiones de gases (NOx y SO2), específicamente quemadores de bajo NOx y un sistema de desulfurización con cal hidratada. Los nuevos límites de emisiones previstos en dicha normativa comenzaron a aplicarse en Tocopilla a partir del 23 de junio 2015, lo que implicará un mayor consumo de cal en la operación de las centrales que ahí operan.

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer semestre de 2015 y 2014 ascendieron a los US\$199 millones y US\$46,6 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

Inversiones en activos fijos

CAPEX	Información a Junio de cada año	
	(En millones de US\$)	
	<u>2014</u>	<u>2015</u>
CTA.....	1,0	0,8
CTH.....	0,9	0,3
Central Tamaya.....	0,4	0,5
IEM.....	-	45,3
TEN.....	-	78,0
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	22,3	42,1
Mejoras Medioambientales.....	11,9	11,9
Planta Solar.....	-	9,7
Otros.....	10,1	10,7
Total inversión en activos fijos	46,6	199,3

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Las principales actividades de financiamiento durante el primer semestre de 2015, fueron el pago de dividendos, por un total de US\$26,2 millones, incluyendo el pago de dividendos de E.CL por un monto de US\$19,7 millones, con cargo a las utilidades del año 2014, y pagos de US\$6,5 millones en dividendos al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH).

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio de 2015. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de deuda, los que difieren de los montos reportados bajo la norma IFRS en nuestros balances.

	Obligaciones Contractuales al 30/06/15				
	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.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	-	-	750,0
Obligaciones de leasing.....	-	-	-	-	-
Intereses devengados.....	16,9	16,9	-	-	-
Total	766,9	16,9	-	-	750,0

E.CL 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 de su fuerte plan de inversiones, en diciembre de 2014 E.CL 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\$50 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, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea.

En tanto con fecha 30 de junio de 2015 E.CL 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 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, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

Política de dividendos

La política de dividendos de E.CL 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. El 28 de abril de 2015 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 30% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2014.

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

Dividendos E.CL			
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

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 primer semestre de 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 TEN e IEM, 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 firmó contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo en contrato EPC con S.K. Engineering and Construction, el que considera flujos de pagos en monedas distintas al dólar durante 40 meses. 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 2015, 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 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.

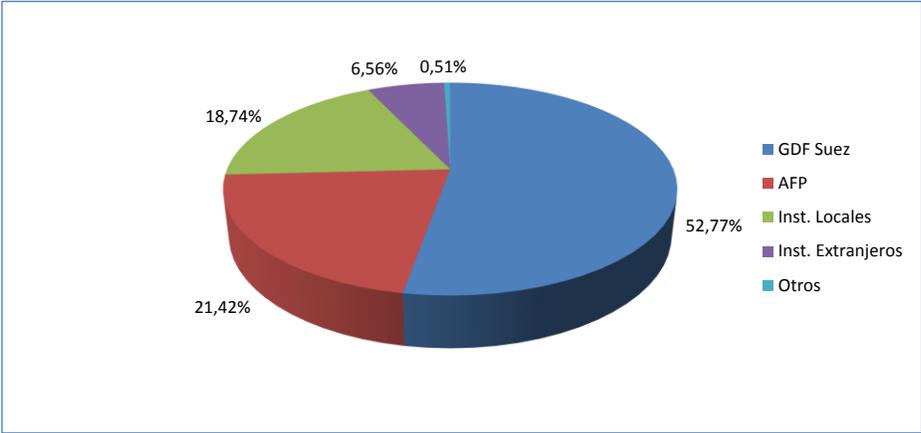
		Al 30 de Junio de 2015					
		Vencimiento contractual					
		(En millones de US\$)					
	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019 v más</u>	<u>TOTAL</u>
Tasa Fija							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
Tasa variable							
(US\$)	-	-	-	-	-	-	-
Total		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>750,0</u>	<u>750,0</u>

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. Además contamos con el único cliente regulado en el sistema que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales en la región. 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 2015

N° de accionistas: 1.917



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	<u>2014</u>			<u>2015</u>		
	<u>1T14</u>	<u>2T14</u>	<u>1S14</u>	<u>1T15</u>	<u>2T15</u>	<u>1S15</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.745	1.785	3.530	1.726	1.749	3.475
Ventas de energía a clientes regulados	451	447	898	463	466	929
Ventas de energía al mercado spot	75	19	94	149	42	191
Total ventas de energía.....	<u>2.271</u>	<u>2.251</u>	<u>4.522</u>	<u>2.337</u>	<u>2.258</u>	<u>4.595</u>
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	1.731	1.660	3.391	1.826	1.825	3.651
Gas.....	381	440	821	404	407	811
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	77	70	147	23	31	54
Hidro/ Solar.....	15	12	27	13	11	24
Total generación bruta.....	<u>2.204</u>	<u>2.183</u>	<u>4.386</u>	<u>2.267</u>	<u>2.274</u>	<u>4.541</u>
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(177,9)	(199,7)	(377,6)	(167,5)	(130,3)	(297,9)
Total generación neta.....	<u>2.026</u>	<u>1.983</u>	<u>4.009</u>	<u>2.099</u>	<u>2.144</u>	<u>4.243</u>
Compras de energía en el mercado spot	306	308	614	291	216	507
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<u>2.332</u>	<u>2.291</u>	<u>4.623</u>	<u>2.390</u>	<u>2.359</u>	<u>4.750</u>

Estado de resultados trimestrales

(En millones de US\$)

IFRS

	<u>1T14</u>	<u>2T14</u>	<u>1S14</u>	<u>1T15</u>	<u>2T15</u>	<u>1S15</u>
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	46,5	54,1	100,6	55,4	51,6	107,0
Ventas a clientes no regulados.....	209,9	220,4	430,3	181,9	180,4	362,3
Ventas al mercado spot y ajustes.....	5,8	2,5	8,2	6,2	7,3	13,5
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	262,1	277,0	539,1	243,4	239,4	482,8
Ventas de gas.....	10,9	24,6	35,5	18,5	23,1	41,5
Otros ingresos operacionales.....	35,3	16,5	51,8	25,8	19,6	45,3
Total ingresos operacionales.....	308,4	318,1	626,5	287,6	282,0	569,6
Costos de la operación						
Combustibles.....	(109,6)	(113,3)	(222,9)	(96,5)	(84,4)	(180,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y	(37,0)	(47,6)	(84,6)	(30,2)	(33,9)	(64,2)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(32,6)	(33,5)	(66,1)	(31,4)	(32,9)	(64,3)
Otros costos directos de la operación	(71,7)	(75,7)	(147,5)	(69,5)	(75,0)	(144,5)
Total costos directos de ventas.....	(251,0)	(270,2)	(521,1)	(227,6)	(226,3)	(453,8)
Gastos de administración y ventas.....	(10,6)	(10,1)	(20,7)	(11,4)	(12,8)	(24,3)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,4)	(0,4)	(0,7)	(0,6)	(0,6)	(1,1)
Otros ingresos de la operación.....	0,6	0,5	1,0	0,1	4,8	4,9
Total costos de la operación.....	(261,4)	(280,1)	(541,5)	(239,5)	(234,9)	(474,3)
Ganancia operacional.....	47,0	37,9	84,9	48,1	47,2	95,3
EBITDA.....	79,9	71,9	151,8	80,1	80,6	160,7
Ingresos financieros.....	0,9	0,6	1,4	0,3	0,6	0,9
Gastos financieros.....	(11,4)	(11,7)	(23,0)	(10,9)	(8,7)	(19,6)
Diferencia de cambio.....	(0,1)	(1,8)	(1,9)	1,9	(6,2)	(4,3)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	0,4	0,2	0,0	(0,1)	(0,1)
Total resultado no operacional	(10,8)	(12,5)	(23,3)	(8,7)	(14,4)	(23,0)
Ganancia antes de impuesto.....	36,2	25,5	61,7	39,5	32,8	72,3
Impuesto a las ganancias.....	(9,2)	(4,7)	(13,9)	(9,8)	(14,4)	(24,1)
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto....	27,0	20,7	47,8	29,7	18,4	48,1
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	24,8	19,7	44,5	27,3	17,7	45,0
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	2,2	1,0	3,2	2,5	0,7	3,1
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	24,8	19,7	44,5	27,3	17,7	45,0
Ganancia por acción.....	0,024	0,019	0,042	0,026	0,017	0,043

Balance
(En millones de US\$)

	2014	2015
	31-Dec-14	30-Jun-15
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	268,9	234,6
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	126,6	132,7
Impuestos por recuperar	41,7	31,7
Otros activos corrientes	242,8	215,0
Total activos corrientes	680,0	614,0
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.881,7	2.042,8
Otros activos no corrientes	404,1	379,8
TOTAL ACTIVO	2.965,8	3.036,6
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	12,0	16,8
Otros pasivos corrientes	197,8	221,2
Total pasivos corrientes	209,8	238,0
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	723,7	727,7
Otros pasivos de largo plazo	251,5	259,2
Total pasivos no corrientes	975,2	986,9
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.681,9	1.709,7
Participaciones no controladoras	98,9	102,0
Patrimonio	1.780,8	1.811,8
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	2.965,8	3.036,6

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

ANEXO 2
INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-14	Jun-15	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	3,24	2,58	-20%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,38	1,85	-22%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMU\$	469,82	375,97	-20%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,67	0,68	2%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	5,68	6,25	10%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,50	2,36	-6%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,52	1,63	7%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,3%	2,6%	-50%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	1,5%	-51%

*últimos 12 meses

CONFERENCIA TELEFONICA 6M15

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de junio de 2015, el día jueves 30 de julio de 2015 a las 11:00 am (EST) – 12: 00 pm (hora local de Chile)

Dirigida por:

Carlos Freitas, CFO E.CL S.A.

Para participar, marcar: **1 (706) 902-4518**, internacional ó **12300206168 (toll free Chile)**.
Passcode I.D.: 82753241, conectarse 10 minutos previos a la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar **1(855) 859- 2056 ó (404) 537-3406**
Passcode I.D: 82753241. La repetición estará disponible hasta el día 6 de agosto de 2015.