

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$45 MILLONES Y UN EBITDA DE US\$152 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2014.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$152 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2014 LO QUE REPRESENTA UN AUMENTO DE 29% RESPECTO AL MISMO SEMESTRE DEL AÑO ANTERIOR, PRINCIPALMENTE DEBIDO AL MEJOR DESEMPEÑO OPERACIONAL DE LA COMPAÑÍA, INCREMENTO EN LAS VENTAS DE GAS Y MAYORES PRECIOS PROMEDIOS DE VENTA. POR SU PARTE, EL RESULTADO NETO DEL EJERCICIO DEL PRIMER SEMESTRE SE INCREMENTÓ SIGNIFICATIVAMENTE RESPECTO AL MISMO PERIODO DE 2013, ALCANZANDO US\$45 MILLONES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$626,5 millones, aumentando un 6% en comparación al primer semestre del año anterior. Esto se debió principalmente a mayores precios monómicos promedio, tanto en ventas a clientes libres como a regulados.
- **El EBITDA** del primer semestre alcanzó US\$151,8 millones, con un margen EBITDA de 24,2%, lo que significó un aumento de 29% respecto al mismo semestre del año anterior debido a un mejor desempeño operacional de la compañía.
- **La utilidad neta** del semestre alcanzó US\$44,5 millones, lo que representa un aumento significativo respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior.

Resumen de resultados
(En millones de US\$)

	2T13	2T14	Var %4	1S13	1S14	Var %4
Total ingresos operacionales	307,3	318,1	4%	592,4	626,5	6%
Ganancia operacional	14,8	37,9	157%	45,8	84,9	85%
EBITDA	51,1	71,9	41%	117,9	151,8	29%
Margen EBITDA	16,6%	22,6%	36%	19,9%	24,2%	22%
Efectos no recurrentes	0,0	0,0	-	4,7	6,0	28%
EBITDA sin efectos recurrentes	46,4	71,9	55%	113,2	145,8	29%
Total resultado no operacional	(18,4)	(12,5)	-32%	(26,6)	(23,3)	-13%
Ganancia después de impuestos	(5,2)	20,7	500%	12,7	47,8	277%
Ganancia atribuible a los controladores	(8,5)	19,7	332%	8,1	44,5	449%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	3,4	1,0	-70%	4,6	3,2	-30%
Ganancia por acción	0,01	0,02	134%	0,01	0,04	449%
Ventas de energía (GWh)	2.399	2.251	-6%	4.805	4.522	-6%
Generación neta de energía (GWh)	2.153	1.983	-8%	4.249	4.009	-6%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	334	308	-8%	703	614	-13%

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 2014, 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 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 2014:

- **Cambio de Gerente General:** En mayo E.CL anunció que su Gerente General, Lodewijk Verdeyen, luego de diez años en Chile liderando la compañía y sus filiales, dejará su cargo en E.CL para asumir nuevas funciones como Vicepresidente de Desarrollo de Nuevos Negocios para la región Latinoamericana del grupo GDF SUEZ. A contar del día 1 de septiembre de 2014, el señor Verdeyen será reemplazado en sus actuales funciones Axel Leveque, quien empezó su carrera en el grupo GDF SUEZ en 1996, trabajando en Bélgica, España, Chile, Perú y Brasil. En este último país, tomó el puesto de Gerente de Operaciones de GDF SUEZ Energy Latin America, con asiento en Río de Janeiro. El señor Leveque cuenta con experiencia previa de trabajo en Chile, y se encuentra familiarizado tanto con la compañía como con el sector eléctrico chileno.
- **Terremoto:** El día 2 de abril, la zona norte de Chile fue impactada por un terremoto de 8,2 grados escala Richter, el que no provocó mayores daños al personal ni a las instalaciones de E.CL. Las instalaciones de generación, portuarias y de transporte de gas no sufrieron daños, mientras que algunas instalaciones de transmisión eléctrica sufrieron daños menores que las pusieron temporalmente fuera de servicio, encontrándose actualmente reparadas. 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 constitutivo de fuerza mayor.
- **Proyecto Reforma Tributaria :** En abril se ingresó al Congreso un proyecto de Reforma Tributaria que hace referencia, entre otras cosas, a un incremento gradual en la tasa de impuesto desde un 20% a un 27% así como también al establecimiento de un impuesto anual a las emisiones locales (PM, SOx, NOx) de 0,1 US\$/ton; y globales (CO2) de 5 US\$/ton producidas por fuentes conformadas por calderas o turbinas con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible.
- En abril, nuestro **proyecto eólico Calama** (de hasta 228MW de potencia bruta) fue registrado en el Mecanismo de Desarrollo Limpio ("*Clean Development Mechanism*" o "*CDM*") de las Naciones Unidas. El proyecto tiene un potencial anual de generación de CER de más de 500.000 toneladas, que lo hace uno de los mayores proyectos certificados como CDM bajo desarrollo en Chile.
- **Pago de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014, acordó un pago de dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 de US\$0,0375803332 por acción. Esto representa un total de US\$39.583.732,32, equivalente al 100% de la utilidad neta del año 2013, que fue pagado el día 23 de mayo de 2014.
- **Nueva política de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014 acordó una nueva política que consiste en procurar que, sujeto a las aprobaciones pertinentes, la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, a acordar preferentemente en los meses de Agosto y Diciembre de cada año, sobre la bases de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, respectivamente, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de Mayo de cada año.
- **MSCI:** En mayo la acción de ECL salió del índice MSCI Mid-Cap e ingresó al índice MSCI Small Cap.
- **Agenda Energética:** A principios de mayo, el Gobierno presentó la Agenda Energética 2014-2018. El documento plantea siete ejes de trabajo, entre los que destacan un nuevo rol del Estado; reducción de los precios de la energía con mayor competencia, eficiencia y diversificación del mercado energético; desarrollo de recursos energéticos propios; conectividad para el desarrollo energético; sector energético eficiente y que gestiona el consumo; impulso a la inversión en infraestructura energética y participación

ciudadana y ordenamiento territorial. El documento hace hincapié en el desarrollo de los sistemas de transmisión eléctrica, específicamente, la interconexión de los sistemas interconectado central (SIC) y del Norte Grande (SING).

➤ **PRIMER TRIMESTRE DE 2014:**

- **Cambio Presidente Directorio:** El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 28 de enero de 2014, acordó aceptar la renuncia a los cargos de director y Presidente presentada don Jan Flachet, quien pasó a asumir otras funciones dentro del Grupo GDF SUEZ, y designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director don Juan Clavería Aliste.
- **Inicio construcción línea de transmisión SING - SIC:** Con fecha 28 de enero de 2014, E.CL, a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (“TEN”), dio la orden de proceder con la construcción de este proyecto consistente en una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV y 1.500 MVA por circuito, de una extensión aproximada de 580 kilómetros. Esta línea permitirá conectar y evacuar la electricidad de unidades de generación conectadas directamente a ella en Mejillones e inyectarla en el sector denominado Cardones, en el norte del SIC. En efecto, se informó que TEN aceptó la oferta a firme de la empresa Alusa Ingeniería Ltda. para la construcción del proyecto en modalidad EPC llave en mano. De conformidad con la referida oferta, TEN suscribió y emitió la orden de proceder a Alusa Ingeniería Ltda. para el desarrollo de la ingeniería de detalle y ejecución de las denominadas “obras tempranas” del proyecto y para la adquisición de equipos electromecánicos requeridos para éste por un valor aproximado de US\$ 20 millones. En razón de lo anterior, y conforme a la normativa vigente, TEN declaró el inicio de construcción del proyecto a la Comisión Nacional de Energía y al CDEC-SIC.

El proyecto involucra un monto total de inversión de aproximadamente US\$700 millones. E.CL ya ha empezado la búsqueda de uno o más socios para incorporarlos a su desarrollo y, asimismo, se encuentra analizando la mejor estructura de financiamiento de forma de posibilitar el crecimiento de E.CL en otros proyectos energéticos en el futuro. Por sus características, el proyecto es apto para conectarse al Sistema Interconectado del Norte Grande en Mejillones, y, además, tiene el potencial de dar a E.CL acceso a un nuevo mercado de clientes libres y/o de distribución en el Sistema Interconectado Central, utilizando para ello centrales existentes o nuevas centrales a ser construidas.

- **CTM3:** Con fecha 28 de marzo E.CL informó a los CDEC y a la CNE que a contar del mes de junio de 2017, E-CL interconectará al Sistema Interconectado Central la unidad de generación de ciclo combinado denominada CTM-3, que forma parte de la Central Térmica Mejillones de propiedad de E-CL, ubicada en la citada comuna y que actualmente se encuentra interconectada al SING. Esta unidad operaría inicialmente con diésel y posteriormente con gas y/o diésel en caso que se cierren los respectivos acuerdos.

HECHOS POSTERIORES

- El 10 de julio, E.CL y Minera Pampa Camarones presentaron la primera etapa del proyecto de la “**Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones**” que tendrá una potencia instalada de 6 MW. Un acuerdo comercial entre E.CL y Pampa Camarones hizo posible la construcción de esta planta que abastecerá los consumos de dicha compañía minera con energía renovable. La energía generada será inyectada al SING a través de la futura subestación Vítor de E.CL, implicando la construcción de al menos 2 nuevas líneas de evacuación eléctrica. La iniciativa contará con 24 mil paneles fotovoltaicos, producirá unos 18,1 GWh al año y se espera entre en operación en el primer trimestre de 2015. El parque estará ubicado a unos 50 kilómetros al sureste de Arica y proyecta un desarrollo máximo de 300 MW de potencia instalada.
- **Interrupción de servicio en el SING:** El día 2 de julio la mayor parte del SING sufrió una interrupción del servicio de suministro de electricidad por algunas horas. Aparentemente, el incidente tuvo su origen en la

Subestación Crucero mientras se realizaban maniobras asociadas al mantenimiento operacional siguiendo todos los protocolos propios de este tipo de trabajos. La investigación se encuentra en curso para determinar las posibles causas del incidente en la subestación Crucero y la respuesta del sistema.

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 2014, el costo marginal promedio alcanzó los US\$87,9/MWh, superior a los US\$78,3/MWh del primer trimestre del año anterior. El costo marginal del 1T14 fue levemente inferior a los US\$89,1/MWh del cuarto trimestre de 2013, que reflejó una mayor demanda y una menor disponibilidad del parque generador eficiente.

En el segundo trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$89/MWh, alcanzando su mayor nivel en abril y luego bajando en forma significativa 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. 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\$99,8/MWh, lo que representó un aumento de 21,4% respecto al mismo mes del año anterior, y de un 35,7% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de mayo, el costo marginal promedió los US\$86,8/MWh, lo que representó un aumento de 19,6% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 13,1% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de junio, el costo marginal fue de US\$63,6/MWh, lo que representó una disminución de 14,7% respecto al mismo mes del año anterior y de 26,7% respecto al mes anterior.

El costo marginal promedio del semestre fue de US\$88,45/MWh, lo que representó un aumento de 14,4% respecto al mismo periodo del año anterior en que el costo marginal promedió los US\$77,3/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 rigen 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\$48 millones en el primer trimestre de este año y a US\$48,8 millones en el segundo trimestre. En total, llegaron a US\$96,8 millones en el primer semestre, un 8,4% por encima de los sobrecostos producidos en el primer semestre del año anterior. Sin embargo, los sobrecostos del segundo trimestre fueron notoriamente inferiores a los observados en el mismo trimestre del año anterior en que hubo grandes centrales carboneras en mantención y en que el terminal de gas natural licuado estuvo fuera de servicio por mantención durante un mes.

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

Generación por Tipo de Combustible (en GWh)

	2013						2014					
	1T 2013		2T 2013		1S 2013		1T2014		2T 2014		1S 2014	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Gas	21	0%	18	0%	39	0%	22	1%	18	0%	41	0%
GasAtacama	3.497	82%	3.452	82%	6.949	82%	3.482	82%	3.437	78%	6.920	80%
GasECL	451	11%	323	8%	774	9%	387	9%	568	13%	955	11%
GasOtros	251	6%	400	9%	651	8%	312	7%	296	7%	608	7%
GasOtros SING	28	1%	27	1%	55	1%	61	1%	100	2%	161	2%
Total generación bruta SING	4.248	100%	4.220	100%	8.467	100%	4.265	100%	4.420	100%	8.685	100%

Fuente: CDEC-SING

La generación a partir de carbón disminuyó en este trimestre en comparación con el trimestre anterior porque la Compañía tuvo algunas 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 fuentes renovables que ayudaron a disminuir la generación con diésel y petróleo pesado.

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

Generación por Empresa (en GWh)

Empresa	2013						2014					
	1T 2013		2T 2013		1S 2013		1T2014		2T2014		1S2014	
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total
Norgener / Angamos	1.524	36%	1.327	31%	2.851	34%	1.503	35%	1.738	39%	3.240	37%
Celta	265	6%	243	6%	508	6%	256	6%	169	4%	425	5%
GasAtacama	156	4%	284	7%	440	5%	225	5%	213	5%	438	5%
E.CL (con CTH al 100%)	2.260	53%	2.322	55%	4.582	54%	2.204	52%	2.183	49%	4.386	51%
Otros	42	1%	44	1%	86	1%	77	2%	118	3%	195	2%
Total generación bruta SING	4.248	100%	4.220	100%	8.467	100%	4.265	100%	4.420	100%	8.685	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el segundo trimestre de 2014 se observó una disminución en la generación de electricidad de E.CL, la que, sin embargo, continuó liderando la generación en el sistema con un 49% de participación. En este trimestre, tanto la Compañía como el sistema en general tuvieron centrales temporalmente fuera de servicio por mantenencias programadas e instalación de sistemas de reducción de emisiones.

Los mayores niveles de demanda y generación de electricidad en el SING en el segundo trimestre se asocian a una recuperación en la demanda de algunas minas de la zona.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados, que han sido objeto de auditoría de revisión limitada, para los periodos finalizados al 30 de Junio de 2014 y 2013. 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).

Se considera CTH consolidado al 100% en todos los trimestres analizados.

Resultados de las operaciones

Segundo trimestre de 2014 comparado con el primer trimestre de 2014 y segundo trimestre de 2013

Ingresos operacionales

	Información Trimestral							
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	2T 2013		1T 2014		2T 2014		% 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.....	218,9	82%	209,9	80%	220,4	80%	5%	1%
Ventas a clientes regulados.....	43,0	16%	46,5	18%	54,1	20%	16%	26%
Ventas al mercado spot.....	4,2	2%	5,8	2%	2,5	1%	-57%	-42%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	266,1	87%	262,1	85%	277,0	87%	6%	4%
Ventas de gas.....	0,9	0%	10,9	4%	24,6	8%	125%	2739%
Otros ingresos operacionales.....	40,3	13%	35,3	11%	16,5	5%	-53%	-59%
		0%		0%		0%		
Total ingresos operacionales.....	307,3	100%	308,4	100%	318,1	100%	3%	4%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.866	78%	1.745	77%	1.785	79%	2%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	454	19%	451	20%	447	20%	-1%	-2%
Ventas de energía al mercado spot.....	80	3%	75	3%	19	1%	-74%	-76%
Total ventas de energía.....	2.399	100%	2.271	100%	2.251	100%	-1%	-6%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾.....	114,7		118,5		123,5		4%	8%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh)⁽³⁾.....	94,7		103,1		121,1		17%	28%

(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\$277 millones, representando un aumento de 6% comparado con el trimestre anterior, debido principalmente a las mayores ventas físicas a clientes libres y mayores tarifas promedio cobradas tanto a clientes libres como a distribuidoras. En tanto, el aumento de 4% en las ventas de energía con respecto al mismo trimestre del año anterior se explica por mayores tarifas promedio realizadas.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$220,4 millones, un aumento de 1% con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a un menor volumen de ventas asociado al término del contrato con Mantos Blancos por 40 MW, que venció a fines de septiembre, y una menor demanda de El Tesoro, Gaby y Radomiro Tomic, entre otros. Estas menores ventas se compensaron con una mayor tarifa monómica promedio de clientes libres debido principalmente a la menor demanda de algunos clientes que tienen un componente take-or-pay en sus tarifas y al incremento de tarifas indexadas al precio del gas según el índice Henry Hub.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$54,1 millones, mostrando un incremento respecto al trimestre anterior, asociado a un aumento de 4% en la tarifa monómica promedio. Cabe recordar que la tarifa de energía aumentó en aproximadamente US\$13,5/MWh a partir de mayo de 2014 debido al alza observada en el indicador Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa semestral. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato aumentó en un 27%, desde US\$3.73/MMBtu, usado en el proceso tarifario de octubre de 2013, a US\$4.62/MMBtu usado en el proceso tarifario de abril de 2014.

En términos físicos, las ventas al mercado spot mostraron una disminución en comparación con el trimestre anterior y también con respecto al segundo trimestre de 2013. Sin embargo, 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 289 GWh, superiores a las compras netas del primer trimestre que fueron de 231 GWh debido principalmente a mantenciones de centrales a carbón. 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 por distribución de gas consideran las ventas de este combustible a terceros. 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. En el primer trimestre de 2014 incluían también un ingreso no-recurrente de US\$6 millones producto del acuerdo firmado con el constructor de las plantas de CTA y CTH. En cambio, en el segundo trimestre de 2013 incluían un ingreso no-recurrente de US\$13 millones relacionado con compensaciones de seguros por lucro cesante de CTH durante la falla ocurrida en septiembre de 2012.

Costos operacionales

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)								
	2T 2013		1T 2014		2T 2014		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(114,5)	41%	(109,6)	44%	(113,3)	42%	3%	-1%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(51,5)	18%	(37,0)	15%	(47,6)	18%	29%	-8%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(36,1)	13%	(32,6)	13%	(33,5)	12%	3%	-7%
Otros costos directos de la operación	(80,2)	28%	(71,7)	29%	(75,7)	28%	6%	-6%
Total costos directos de ventas.....	(282,2)	96%	(251,0)	96%	(270,2)	96%	8%	-4%
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	4%	(10,6)	4%	(10,1)	4%	-5%	-18%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	0%	(0,4)	0%	(0,4)	0%	0%	44%
Otros ingresos/costos de la operación...	0,4	0%	0,6	0%	0,5	0%	-12%	13%
Total costos de la operación.....	(292,5)	100%	(261,4)	100%	(280,1)	100%	7%	-4%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.884	81%	1.731	79%	1.660	76%	-4%	-12%
Gas.....	323	14%	381	17%	440	20%	16%	37%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	106	5%	77	3%	70	3%	-9%	-34%
Hidro/Solar.....	10	0%	15	1%	12	1%	-16%	23%
Total generación bruta.....	2.322	100%	2.204	100%	2.183	100%	-1%	-6%
Menos Consumos propios.....	(169)	-7%	(178)	-8%	(200)	-9%	12%	18%
Total generación neta.....	2.153	87%	2.026	87%	1.983	87%	-2%	-8%
Compras de energía en el mercado spot.....	334	13%	306	13%	308	13%	1%	-8%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.487	100%	2.332	100%	2.291	100%	-2%	-8%

La generación bruta de electricidad disminuyó en un 1% en comparación con el trimestre anterior. En este trimestre, hubo una menor disponibilidad de centrales a carbón, ya que las unidades CTM1, CTM2, CTA, CTH, U13, U14 fueron objeto, alternadamente, de mejoras ambientales y trabajos de mantención y además hubo centrales de nuestros competidores que estuvieron temporalmente fuera de servicio por mantenciones. Lo anterior hizo que la generación a carbón disminuyera en un 4% respecto al trimestre anterior. A pesar de las mantenciones alternadas de nuestros ciclos combinados U16 y CTM3, la generación con gas aumentó su participación para compensar la menor disponibilidad de centrales a carbón en el periodo. Esto fue posible por el mayor número de embarques de gas contratados para 2014 en comparación al año anterior. Respecto al mismo trimestre del año anterior, la generación total disminuyó debido a que E.CL tuvo más unidades en mantención que en igual período. En el 2T de 2013, las unidades CTM1, U12 y U16 fueron objeto, alternadamente, de mejoras ambientales y trabajos de mantención y hubo centrales de nuestros competidores que estuvieron fuera de servicio por mantenciones. Además, en el 2T13, la generación con gas registró una significativa caída originada por la salida de operaciones del terminal de GNL Mejillones debido a trabajos para conectar el estanque en tierra a la planta de gasificación.

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\$103,30/bl durante el 2T14. Esto representó un incremento trimestral de un 4,7% desde US\$98,62/bl en el 1T14 y de 9,8% anual desde US\$94,04/bl en el 2T13. En tanto, el precio del carbón experimentó una tendencia al alza. La menor generación, combinada con un mayor precio del carbón y del gas, se reflejó en un aumento de 3% en la partida de combustibles en este trimestre con respecto al trimestre anterior. A pesar de registrar niveles físicos similares al trimestre anterior, las compras de energía en el mercado spot aumentaron debido principalmente a mayores costos marginales y provisiones por reliquidaciones de potencia firme.

El costo de la depreciación en este trimestre fue menor al del segundo trimestre del año anterior, ya que a fines del año 2013 se realizó un cambio en la determinación de las vidas útiles de las unidades carboneras de acuerdo a un informe técnico, dejándolas en el estándar de 40 años y de 45 años en el caso de las unidades más antiguas, U12 y U13. Esto se vio compensado en parte por la depreciación de las mejoras ambientales efectuadas a todas nuestras centrales de generación a carbón.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenciones y costos de ventas de combustibles. Éstos aumentaron levemente en el segundo trimestre en comparación con el primero, pero disminuyeron notoriamente en comparación con igual trimestre del año anterior. Entre otros factores, el mayor nivel alcanzado por el tipo de cambio peso-dólar contribuyó a una reducción de costos en pesos expresados en dólares.

Los gastos de administración y ventas presentan una disminución respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre del año 2013 como resultado de programas de control de costos y el efecto de un mayor tipo de cambio en comparación al segundo trimestre de 2013.

Margen Eléctrico

	2013			2014		
	<u>1T13</u>	<u>2T13</u>	<u>1S13</u>	<u>1T14</u>	<u>2T14</u>	<u>1S14</u>
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	266,5	266,1	532,6	262,1	277,0	539,1
Costo de combustible.....	(113,5)	(114,5)	(228,0)	(109,6)	(113,3)	(222,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(35,9)	(51,5)	(87,4)	(37,0)	(47,6)	(84,6)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	117,1	100,1	217,2	115,5	116,1	231,6
<i>Margen eléctrico</i>	44%	38%	41%	44%	42%	43%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación en el semestre en comparación con el primer semestre de 2013, llegando a 43%. Si bien en el segundo trimestre el margen eléctrico cayó en comparación con el primero, mostró una recuperación significativa respecto del segundo trimestre del año anterior. Los ingresos por ventas de energía y potencia aumentaron en comparación a ambos trimestres principalmente debido a mayores tarifas, sin observarse incrementos significativos en costos de combustibles y de compras de energía al mercado spot. Al comparar el segundo trimestre con el trimestre anterior, hubo mayores costos de combustibles unido a una mayor compra al mercado spot, por lo que la caída en el margen eléctrico reflejó el aumento en los costos explicado por la menor generación a carbón. El margen eléctrico en términos porcentuales fue de un 42%.

En cambio, se observó una mejoría significativa al comparar con el segundo trimestre del año pasado, en que el margen eléctrico llegó a 38%. Esto fue posible debido a menores costos por compras de energía en el mercado spot y a una disminución en los sobrecostos de operación del sistema 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\$16,6 millones, superiores a los US\$13,6 millones del trimestre anterior y levemente inferiores a los US\$17,2 millones del segundo trimestre del año anterior.

Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	2T 2013		1T 2014		2T 2014		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	%	Monto	%	Monto	%		
Total ingresos de la operación	307,3	100%	308,4	100%	318,1	100%	3%	4%
Total costo de ventas	(282,2)	-92%	(251,0)	-81%	(270,2)	-85%	8%	-4%
Ganancia bruta	25,0	8%	57,4	19%	47,9	15%	-17%	91%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(10,3)	-3%	(10,4)	-3%	(10,0)	-3%	-4%	-3%
Ganancia Operacional	14,8	5%	47,0	15%	37,9	12%	n.a.	157%
Depreciación y amortización.....	36,4	12%	32,9	11%	33,9	11%	3%	-7%
Provisiones / (reversos) de incobrables	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
EBITDA	51,1	17%	79,9	26%	71,9	23%	-10%	41%

El EBITDA del segundo trimestre llegó a US\$72 millones, inferior al del primer trimestre, en parte debido a la ausencia de ingresos no recurrentes provenientes del acuerdo con el constructor de las centrales Andina y Hornitos. Sin embargo, el EBITDA mostró un aumento sustancial de 41% en comparación con el mismo trimestre del año anterior, el que fuera afectado negativamente por mayores costos por compras de energía en el mercado spot y sobrecostos de operación del sistema asociados a las mantenencias de centrales y al cierre del terminal de regasificación en junio 2013. Aparte de la mejoría en el margen eléctrico, los mayores ingresos por venta de gas a otros generadores contribuyeron al aumento del EBITDA del segundo trimestre de 2014. Este aumento en EBITDA es aún más significativo considerando que en el 2Q13 se registró un ingreso no recurrente de US\$13 millones en compensaciones de seguro por el lucro cesante ocasionado por la falla de CTH en el último trimestre de 2012.

Resultados financieros

Información Trimestral

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

	2T 2013		1T 2014		2T 2014		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	0,9	0%	0,9	0%	0,6	0%	-35%	-39%
Gastos financieros.....	(11,7)	-4%	(11,4)	-4%	(11,7)	-4%	3%	0%
Diferencia de cambio.....	(6,9)	-2%	(0,1)	0%	(1,8)	-1%	2191%	-74%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,7)	0%	(0,2)	0%	0,4	0%	-301%	-162%
Total resultado no operacional	(18,4)	-6%	(10,8)	-4%	(12,5)	-4%	16%	-32%
Ganancia antes de impuesto.....	(3,6)	-1%	36,2	12%	25,5	8%	-30%	-806%
Impuesto a las ganancias.....	(1,6)	-1%	(9,2)	-3%	(4,7)	-2%	n.a.	202%
Utilidad (Pérdida) de Actividades								
Continuadas después de impuesto.....	(5,2)	-2%	27,0	9%	20,7	7%	-23%	-500%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	(8,5)	-3%	24,8	8%	19,7	6%	-20%	332%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	3,4	1%	2,2	1%	1,0	0%	n.a.	-70%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	(8,5)	-3%	24,8	8%	19,7	6%	-20%	332%
Ganancia por acción.....	0,008	0%	0,024	0%	0,019	0%	-20%	134%

Los gastos financieros aumentaron levemente con respecto al trimestre anterior y se mantuvieron al mismo nivel del año anterior. Gracias a medidas tomadas para el manejo del riesgo cambiario, la pérdida de cambio alcanzó US\$1,8 millones, inferior a la pérdida de cambio de US\$6,9 millones observada en el mismo trimestre de 2013, en que el peso chileno se depreció abruptamente a fines de mayo.

La tasa de cálculo del impuesto a la renta fue de un 20%, y el impuesto fue superior este trimestre en comparación al mismo periodo del año pasado debido a la mayor utilidad antes de impuesto explicada por el mejor desempeño operacional de la compañía.

La utilidad después de impuesto llegó a los US\$19,7 millones. Si bien representó una disminución de 20% con respecto al trimestre anterior en que se registró una utilidad neta de US\$24,8 millones, resultó en una mejoría sustancial con respecto al mismo trimestre de 2013, en que se registró una pérdida de US\$8,5 millones.

Primer semestre de 2014 comparado con el primer semestre de 2013

Ingresos operacionales

Información a Junio 2014

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

	6M 2013		6M 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	441,6	83%	430,3	80%	(11,4)	-3%
Ventas a clientes regulados.....	84,3	16%	100,6	19%	16,3	19%
Ventas al mercado spot.....	6,6	1%	8,2	2%	1,6	24%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	532,6	90%	539,1	86%	6,5	1%
Ventas de gas.....	1,3	0%	35,5	6%	34,2	2613%
Otros ingresos operacionales.....	58,5	10%	51,8	8%	(6,7)	-11%
Total ingresos operacionales.....	592,4	100%	626,5	100%	34,1	6%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	3.795	79%	3.530	78%	(265)	-7%
Ventas de energía a clientes regulados.....	898	19%	898	20%	(0)	0%
Ventas de energía al mercado spot.....	112	2%	94	2%	(19)	-17%
Total ventas de energía.....	4.805	100%	4.522	100%	(284)	-6%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾	114,7		121,0		6,3	5%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)⁽³⁾	93,9		112,1		18,2	19%

(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 2014 los ingresos totales de la operación aumentaron 6% comparado con el mismo semestre de 2013.

Las ventas a clientes regulados llegaron a US\$100,6 millones y las ventas a clientes libres llegaron a US\$430,3 millones, lo que representa un aumento de 19% y una disminución de 3%, respectivamente, respecto al mismo semestre del año anterior. Esto, unido a una mayor venta al mercado spot, resultó en un aumento de 1% en los ingresos por venta de energía y potencia con respecto al primer semestre del año anterior, lo que se explica por la combinación de menores ventas físicas con un aumento en las tarifas monómicas promedio de clientes libres y regulados.

La disminución en la venta física de clientes libres está fundamentalmente explicada por el término del contrato de 40MW con Mantos Blancos que venció a fines de septiembre de 2013, y una menor demanda de Chuquicamata, Gaby, Zaldívar y Radomiro Tomic en el primer trimestre, asociada a sus programas de producción. Las tarifas monómicas promedio mostraron un aumento de 5% con respecto al primer semestre de 2013 debido a mayores precios de gas y carbón y mayores costos de manejo portuario de este último.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US\$100,6 millones. La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró un aumento de 19% 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 mantuvieron al mismo nivel del año anterior.

Los otros ingresos operacionales aumentaron considerablemente por mayores ventas de gas a terceros, incluyendo otros generadores. La partida otros ingresos operacionales en la tabla anterior considera peajes de transmisión, reliquidaciones de subtransmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores. Cabe destacar que en el primer trimestre de 2014 se reconocieron 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. En tanto, en el

segundo trimestre de 2013 se incluyó un monto de US\$13 millones en compensaciones de seguros por lucro cesante asociado a la falla en la turbina de CTH a fines de 2012.

Costos operacionales

Información a Junio 2014

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

	6M - 2013		6M - 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(228,0)	43%	(222,9)	43%	5,2	-2%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(87,4)	17%	(84,6)	16%	2,7	-3%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(71,6)	14%	(66,1)	13%	5,5	-8%
Otros costos directos de la operación	(138,3)	26%	(147,5)	28%	(9,2)	7%
Total costos directos de ventas.....	(525,3)	96%	(521,1)	96%	4,2	-1%
Gastos de administración y ventas.....	(21,4)	4%	(20,7)	4%	0,7	-3%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	0%	(0,7)	0%	(0,1)	25%
Otros ingresos/costos.....	0,7	0%	1,0	0%	0,4	-
Total costos de la operación.....	(546,6)	100%	(541,5)	100%	5,0	-1%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	3.594	78%	3.391	77%	(202)	-6%
Gas.....	774	17%	821	19%	48	6%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	192	4%	147	3%	(46)	-24%
Hidro/Solar.....	22	0%	27	1%	5	21%
Total generación bruta.....	4.582	100%	4.386	100%	(196)	-4%
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(333)	-7%	(378)	-9%	(44)	13%
Total generación neta.....	4.249	86%	4.009	87%	(240)	-6%
Compras de energía en el mercado spot.....	703	14%	614	13%	(88)	-13%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	4.951	100%	4.623	100%	(328)	-7%

Nuestra generación bruta registró una disminución de 4% en el primer semestre del año en comparación con el primer semestre de 2013, debido a una menor generación con carbón asociada al mayor número de mantenimientos de unidades carboneras en el segundo trimestre. La generación en base a carbón disminuyó en un 6%, pasando a representar un 77% de la generación total de E.CL desde un 78% en el primer semestre del año pasado. La generación a gas aumentó un 6%, lo que permitió, junto a una mayor producción de renovables, cubrir en parte la menor generación a carbón. El remanente fue cubierto con compras de energía en el mercado spot. Este primer semestre, se caracterizó por un mayor número de mantenimientos programados de unidades de E.CL. Durante el semestre se llevaron a cabo mantenimientos programadas a las unidades U13, U14, U15, U16, CTM1, CTM2, CTM3, CTA y CTH.

El menor costo de combustibles del periodo se explica por la menor generación bruta y el uso de una mezcla de combustibles de menor costo, ya que hubo menor necesidad de recurrir a la generación con petróleo diésel y petróleo pesado. El costo de compras de energía y potencia al mercado spot disminuyó debido a las menores compras físicas de energía.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenimientos y costos de ventas de combustibles. El aumento en este rubro se debe principalmente a mayor costo de venta de gas y mayores costos de demurrage por el siniestro ocurrido en Puerto Mejillones a fines de 2013, lo que fue compensado por menores costos de mantención y reparación, principalmente por la falla ocurrida en CTA y CTH en enero de 2013. En el primer semestre de 2013, la compañía reconoció aproximadamente US\$7 millones en costos de reparación de las filtraciones detectadas en los sistemas de enfriamiento de CTA y CTH a principios de 2013.

Resultado operacional

Información a Junio 2014

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

EBITDA	6M - 2013		6M- 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	592,4	100%	626,5	100%	34,1	6%
Total costo de ventas	(525,3)	-89%	(521,1)	-83%	4,2	-1%
Ganancia bruta	67,1	11%	105,3	17%	38,2	57%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(21,3)	-4%	(20,4)	-3%	0,9	-4%
Ganancia Operacional	45,8	8%	84,9	14%	39,1	85%
Depreciación y amortización.....	72,2	12%	66,8	11%	(5,3)	-7%
Provisiones de incobrables (reversos)	-	-	-	-	-	n.a.
EBITDA	118,0	20%	151,8	24%	33,8	29%

En el primer semestre, el EBITDA alcanzó US\$ 151,8 millones, un aumento de 29% con respecto al mismo semestre del año anterior. Esto se debió principalmente a un incremento en las tarifas monómicas promedio de clientes libres y regulados, producto de los mayores niveles de precios del gas según el indicador Henry Hub. Además, hubo menores costos de suministro, explicados por 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. Por otra parte, durante el primer semestre de 2014 se registraron ventas de gas a terceros que no se registraron durante el mismo semestre del año anterior.

La depreciación disminuyó en US\$5,3 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 2014

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

	<u>6M - 2013</u>		<u>6M - 2014</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.....	2,0	0%	1,4	0%	(0,5)	-27%
Gastos financieros.....	(23,5)	-3%	(23,0)	-3%	0,4	-2%
Diferencia de cambio.....	(4,2)	-1%	(1,9)	0%	2,3	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,9)	0%	0,2	0%	1,1	-124%
Total resultado no operacional	(26,6)	-3%	(23,3)	-3%	3,3	-13%
Ganancia antes de impuesto.....	19,2	2%	61,7	7%	42,5	221%
Impuesto a las ganancias.....	(6,5)	-1%	(13,9)	-2%	(7,4)	113%
Utilidad (Pérdida) de Actividades						
Continuadas después de impuesto.....	12,7	2%	47,8	5%	35,1	277%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	8,1	1%	44,5	5%	36,4	449%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	4,6	1%	3,2	0%	(1,4)	-30%
EJERCICIO	8,1	1%	44,5	5%	36,4	449%
Ganancia por acción.....	0,01	0%	0,04	0%	0,0	449%

Los gastos financieros disminuyeron levemente, debido a una menor tasa LIBOR y a la amortización gradual del capital del financiamiento del proyecto CTA, que compensaron el alza de 0,25% en el margen aplicable de dicho financiamiento a partir de fines de 2013.

Un efecto importante en este periodo correspondió a una menor pérdida por diferencia de cambio de US\$2,3 millones debido a la implementación de estrategias de manejo de riesgo cambiario y al menor impacto de alzas repentinas en el tipo de cambio como la ocurrida a fines de mayo de 2013.

Ganancia neta

La utilidad después de impuestos mostró un aumento de US\$36,4 millones comparado con el primer semestre del año anterior, llegando a los US\$44,5 millones, principalmente debido al mejor resultado operacional, la menor depreciación y el menor efecto por diferencia de cambio. Esto se vio compensado por el aumento en el impuesto a la renta en proporción a la mayor utilidad registrada.

Liquidez y recursos de capital

A fines de junio de 2014, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$242,1 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$752 millones, de la cual US\$14,1 millones tenía vencimiento dentro de un año.¹

⁽¹⁾ Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y pueden diferir de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía.

Información a Junio 2014

(En millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	2013	2014
Flujos de caja netos provenientes de la operación	75,6	133,4
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(11,1)	(50,4)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(62,1)	(65,8)
Cambio en el efectivo	2,4	17,2

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación durante el primer semestre de 2014 alcanzó a aproximadamente US\$133,4 millones después de pagos netos de intereses (US\$20 millones) e impuestos a la renta e IVA (US\$34 millones). Las fuentes de caja provenientes de la operación comprendieron flujos operacionales propiamente tales (US\$165 millones), más pagos recibidos según el acuerdo firmado en marzo con el contratista de CTA y CTH (US\$9 millones) y pagos de seguros recibidos por CTH por concepto de lucro cesante a raíz de la falla ocurrida en septiembre de 2012 (US\$11 millones).

Flujos de caja usados en actividades de inversión

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de US\$50,4 millones. Éste incluyó US\$13,6 millones de inversiones asociadas a la compra de TEN, la nueva filial a cargo del proyecto de construcción de la línea de transmisión desde Mejillones a Cardones en el SIC, así como recursos por US\$20,5 millones provenientes de la venta de Distrinor a fines de 2013.

Cabe notar que el estado de flujo de efectivo incluye en esta partida las inversiones en fondos mutuos que para efectos de nuestro análisis consideramos parte del efectivo.

Las principales inversiones en activos fijos se refieren al proyecto de mejoras con fines ambientales, a la mantención mayor de nuestras plantas de generación y otras inversiones tales como estudios y obras tempranas de proyectos y mejoras en sistemas de comunicación.

Nuestras inversiones en activos fijos a junio 2014 y 2013 ascendieron a los US\$46,6 millones y US\$71,0 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

Inversiones en activos fijos**Información a Junio de cada año**

(En millones de US\$)

CAPEX	2013	2014
CTA.....	-	1,0
CTH	-	0,9
Central Tamaya.....	2,9	0,4
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	1,5	-
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	43,9	22,3
Mejoras Medioambientales	13,8	11,9
Otros	9,0	10,1
Total inversión en activos fijos	71,0	46,6

(1) Bajo IFRS se reconocen 100% de estas inversiones.

Con una inversión cercana a los US\$170 millones, E.CL lleva a cabo el 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. A la fecha, la compañía ya ha instalado seis filtros de mangas correspondientes a las unidades 1 y 2 de la Central Mejillones y a las unidades 12, 13, 14 y 15 de la Central Tocopilla, con lo cual está cumpliendo la nueva normativa de emisión de material particulado. Adicionalmente está en proceso la implementación de los sistemas para reducir emisiones de gases (NOx y SO2), específicamente la implementación de quemadores de bajo NOx y un sistema de desulfurización con cal hidratada.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el primer semestre de 2014 fueron las siguientes:

- Pago intereses del bono 144-A por US\$11,25 millones. Este pago se encuentra descontado del flujo de caja proveniente de la operación.
- Pago de la séptima cuota de capital e intereses del financiamiento de proyecto de CTA por un monto total de US\$15,6 millones, incluyendo los pagos por compensaciones de los contratos de swap de tasa de interés. La porción correspondiente al pago de intereses y swaps se encuentra descontada del flujo de caja proveniente de la operación, en tanto la cuota de capital (US\$6,4 millones) se encuentra descontada del flujo proveniente de actividades financieras.
- Pago por parte de CTH de la tercera cuota de capital e intereses (US\$12,9 millones) de su préstamo a largo plazo con E.CL, el cual tuvo un efecto neutro en el flujo de caja consolidado de E.CL.
- Pago de dividendos por un monto de US\$39,6 millones, con cargo a las utilidades del año 2013.
- CTH pagó dividendos por un total de US\$50 millones, incluyendo US\$30 millones pagados a E.CL y US\$20 millones pagados al accionista minoritario. Estos últimos se encuentran descontados del flujo consolidado de efectivo.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio 2014. 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 30/06/14					
Períodos de vencimiento de pagos					
(En millones de US\$)					
	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	351,6	14,1	33,1	39,6	264,8
Bonos (144 A/Reg S.....)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados.....	19,4	19,4	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	20,3	-	-	-	20,3
Total	791,6	33,6	33,2	39,6	685,2

La deuda bancaria corresponde al financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra filial, CTA. Al 30 de junio de 2014, éste ascendía a un monto de capital total de US\$352 millones, pagadero en cuotas

semestrales crecientes, y terminando con un pago equivalente al 25% del monto total del crédito el 15 de junio de 2025. Los bonos corresponden a nuestra colocación bajo el formato 144-A/Reg S por US\$400 millones a 10 años pagadera en una sola cuota a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual. Los recursos de este bono fueron usados para el prepagado total de los préstamos que E.CL tenía con accionistas y entidades relacionadas a fines de 2010.

Otras deudas incluyen US\$0,2 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$20,3 millones producto de la valorización a precio de mercado de los derivados tomados por CTA para proteger su exposición al riesgo de tasa de interés.

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 29 de abril de 2014 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 100% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2013.

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014 acordó una nueva política que consiste en procurar que, sujeto a las aprobaciones pertinentes, la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, a acordar preferentemente en los meses de Agosto y Diciembre de cada año, sobre la bases de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, respectivamente, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de Mayo de cada año.

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

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, la compañía no comenzó a recibir GNL a precios vinculados al Henry Hub sino hasta el cuarto trimestre de 2012. Por lo tanto, mientras no comenzara a regir dicho contrato de compra de GNL, la compañía se encontró temporalmente expuesta al riesgo de descalce entre la fluctuación del indicador Henry Hub y las variaciones de costos de combustibles o de los costos marginales a los cuales debió hacer frente para abastecer el contrato de EMEL. Este descalce terminó a fines de 2012 debido al inicio del contrato de abastecimiento de GNL a precios Henry Hub, quedando solo 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%.

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 6% de nuestros costos de operación. Nuestro principal activo denominado en pesos chilenos, el cual se reajusta por inflación, es el IVA por recuperar relacionado a las compras de equipos para nuestros proyectos, CTA y CTH. Sin embargo, producto de disminuciones del IVA crédito fiscal luego de la entrada en operaciones de estos proyectos, esta partida se ha reducido considerablemente. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos al tipo de cambio observado y 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 su sesión de fines de abril de 2014, aprobó una nueva estrategia de cobertura frente al riesgo cambiario de este contrato.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 30 de junio de 2014, un 82% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$752 millones, estaba a tasa fija. El 18% restante correspondía a la porción no cubierta del financiamiento del proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

		Al 30 de Junio de 2014					
		Vencimiento contractual					
		(En millones de US\$)					
	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2S14</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018 v más</u>	<u>TOTAL</u>
Tasa Fija	Tasa fija base según swap de						
(US\$)	3,665% p.a. + spread de 2.75% ⁽¹⁾	3,9	9,5	10,2	10,8	181,2	215,6
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
Tasa variable							
(US\$)	LIBOR (180) + 2.75% p.a. ⁽¹⁾	2,5	6,0	6,4	6,8	114,4	136,1
Total ⁽²⁾		6,4	15,5	16,6	17,6	695,6	751,6

(1) Corresponde a la tasa de interés actual del financiamiento de proyecto de IFC y KfW para CTA. El margen sobre LIBOR aumentará en 0,25% cada tres años comenzando el 30 de abril de 2016.

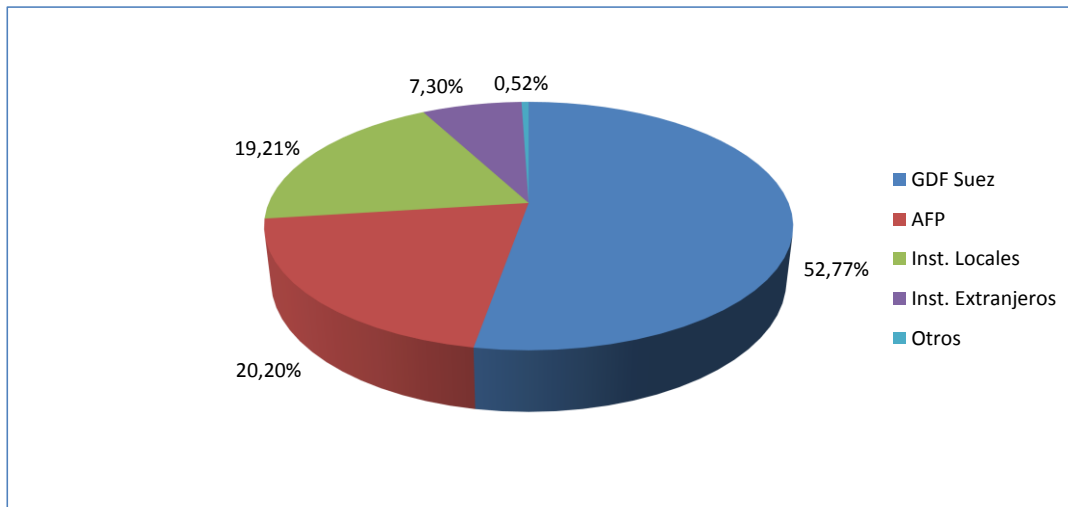
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

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 2014

N° de accionistas: 1.937



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	2013			2014		
	1T13	2T13	1S13	1T14	2T14	1S14
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.930	1.866	3.795	1.745	1.785	3.530
Ventas de energía a clientes regulados	444	454	898	451	447	898
Ventas de energía al mercado spot	33	80	112	75	19	94
Total ventas de energía.....	2.406	2.399	4.805	2.271	2.251	4.522
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	1.710	1.884	3.594	1.731	1.660	3.391
Gas.....	451	323	774	381	440	821
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	87	106	192	77	70	147
Hidro/ Solar.....	12	10	22	15	12	27
Total generación bruta.....	2.260	2.322	4.582	2.204	2.183	4.386
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(164,3)	(168,9)	(333,2)	(177,9)	(199,7)	(377,6)
Total generación neta.....	2.096	2.153	4.249	2.026	1.983	4.009
Compras de energía en el mercado spot	369	334	703	306	308	614
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.465	2.487	4.951	2.332	2.291	4.623

Estado de resultados trimestrales

(En millones de US\$)

IFRS

Ingresos de la operación	1T13	2T13	1S13	1T14	2T14	1S14
Ventas a clientes regulados.....	41,4	43,0	84,3	46,5	54,1	100,6
Ventas a clientes no regulados.....	222,8	218,9	441,6	209,9	220,4	430,3
Ventas al mercado spot y ajustes.....	2,4	4,2	6,6	5,8	2,5	8,2
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	266,5	266,1	532,6	262,1	277,0	539,1
Ventas de gas.....	0,4	0,9	1,3	10,9	24,6	35,5
Otros ingresos operacionales.....	18,1	40,3	58,5	35,3	16,5	51,8
Total ingresos operacionales.....	285,1	307,3	592,4	308,4	318,1	626,5
Costos de la operación						
Combustibles.....	(113,5)	(114,5)	(228,0)	(109,6)	(113,3)	(222,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(35,9)	(51,5)	(87,4)	(37,0)	(47,6)	(84,6)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(35,5)	(36,1)	(71,6)	(32,6)	(33,5)	(66,1)
Otros costos directos de la operación	(58,1)	(80,2)	(138,3)	(71,7)	(75,7)	(147,5)
Total costos directos de ventas.....	(243,1)	(282,2)	(525,3)	(251,0)	(270,2)	(521,1)
Gastos de administración y ventas.....	(11,0)	(10,4)	(21,4)	(10,6)	(10,1)	(20,7)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	(0,3)	(0,6)	(0,4)	(0,4)	(0,7)
Otros ingresos de la operación.....	0,2	0,4	0,7	0,6	0,5	1,0
Total costos de la operación.....	(254,1)	(292,5)	(546,6)	(261,4)	(280,1)	(541,5)
Ganancia operacional.....	31,0	14,8	45,8	47,0	37,9	84,9
EBITDA.....	66,8	51,1	117,9	79,9	71,9	151,8
Ingresos financieros.....	1,0	0,9	2,0	0,9	0,6	1,4
Gastos financieros.....	(11,7)	(11,7)	(23,5)	(11,4)	(11,7)	(23,0)
Diferencia de cambio.....	2,7	(6,9)	(4,2)	(0,1)	(1,8)	(1,9)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	(0,7)	(0,9)	(0,2)	0,4	0,2
Total resultado no operacional	(8,2)	(18,4)	(26,6)	(10,8)	(12,5)	(23,3)
Ganancia antes de impuesto.....	22,8	(3,6)	19,2	36,2	25,5	61,7
Impuesto a las ganancias.....	(5,0)	(1,6)	(6,5)	(9,2)	(4,7)	(13,9)
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuas después de impuesto....	17,9	(5,2)	12,7	27,0	20,7	47,8
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	16,6	(8,5)	8,1	24,8	19,7	44,5
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	1,2	3,4	4,6	2,2	1,0	3,2
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	16,6	(8,5)	8,1	24,8	19,7	44,5
Ganancia por acción.....	0,017	0,008	0,008	0,024	0,019	0,042

Balance
(En millones de US\$)

	2013	2014
	31-Dec-13	30-Jun-14
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	213,4	242,1
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	171,5	138,2
Impuestos por recuperar	39,6	25,6
Otros activos corrientes	223,4	230,4
Total activos corrientes	648,0	636,3
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.944,2	1.907,5
Otros activos no corrientes	404,6	414,3
TOTAL ACTIVO	2.996,8	2.958,0
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	21,0	24,0
Otros pasivos corrientes	223,3	198,1
Total pasivos corrientes	244,3	222,1
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	740,3	742,0
Otros pasivos de largo plazo	205,0	207,6
Total pasivos no corrientes	945,3	949,6
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.683,4	1.679,2
Participaciones no controladoras	123,9	107,1
Patrimonio	1.807,2	1.786,3
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	2.996,8	2.958,0

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

ANEXO 2
INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-13	Jun-14	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,65	2,86	-7%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,13	2,09	2%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	403,69	414,20	-3%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,66	0,66	0%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	5,36	6,13	-13%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	3,03	2,69	13%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,89	1,84	3%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	2,4%	4,5%	-48%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	1,3%	2,6%	-49%

*últimos 12 meses

CONFERENCIA TELEFONICA 1H14

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de Junio de 2014, el día miércoles 30 de julio de 2014 a las 11:00 am (EST) – 11: 00 am (hora local de Chile)

Dirigida por:

Lode Verdeyen, Gerente General E.CL S.A.

Para participar, marcar: **1 (706) 902-4518**, internacional ó **12300206168 (toll free Chile)**.
Passcode I.D.: 722260865, 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 722260865. La repetición estará disponible hasta el día 6 de agosto de 2014.