

**E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$40 MILLONES Y UN EBITDA DE US\$92 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE DE 2014.**

EL EBITDA ALCANZÓ US\$244 MILLONES EN LOS PRIMEROS NUEVE MESES DE 2014 LO QUE REPRESENTA UN AUMENTO DE 29% RESPECTO AL MISMO PERIODO DEL AÑO ANTERIOR, PRINCIPALMENTE DEBIDO AL MEJOR DESEMPEÑO OPERACIONAL DE LA COMPAÑÍA, LO QUE LLEVÓ A MENORES COSTOS DE COMBUSTIBLES, MAYORES PRECIOS PROMEDIOS DE VENTA DE ELECTRICIDAD Y AUMENTO EN LAS VENTAS DE GAS. POR SU PARTE, EL RESULTADO NETO DEL EJERCICIO DE LOS PRIMEROS NUEVE MESES DE 2014 LLEGÓ A US\$85 MILLONES, UN AUMENTO SIGNIFICATIVO CON RESPECTO AL MISMO PERIODO DE 2013.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$946,2 millones, aumentando un 6% en comparación al mismo periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a mayores precios monómicos promedio, tanto en ventas a clientes libres como a regulados.
- **El EBITDA** acumulado a septiembre 2014 alcanzó US\$243,8 millones, con un margen EBITDA de 25,8%, lo que significó un aumento de 29% respecto al mismo período del año anterior debido a un mejor desempeño operacional de la compañía.
- **La utilidad neta** acumulada a septiembre 2014 alcanzó US\$85,1 millones, lo que representa un aumento significativo respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior.

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

	3T13	3T14	Var%	9M13	9M14	Var %4
Total ingresos operacionales	302,9	319,7	6%	895,2	946,2	6%
Ganancia operacional	31,8	59,6	87%	76,7	144,5	88%
<b>EBITDA</b>	72,5	92,0	27%	189,6	243,8	29%
Margen EBITDA	23,9%	28,8%	20%	21,2%	25,8%	22%
Efectos no recurrentes	0,0	0,0	-	4,7	6,0	28%
EBITDA sin efectos recurrentes	67,8	92,0	36%	184,9	237,8	29%
Total resultado no operacional	(8,9)	(8,1)	-9%	(34,6)	(31,4)	-9%
Ganancia después de impuestos	17,2	40,9	-138%	29,9	88,7	197%
Ganancia atribuible a los controladores	14,5	40,6	-181%	22,6	85,1	277%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	2,8	0,3	-89%	7,4	3,5	-52%
Ganancia por acción	0,01	0,04	203%	0,02	0,08	277%
Ventas de energía (GWh)	2.399	2.312	-4%	7.267	6.834	-6%
Generación neta de energía (GWh)	2.153	2.103	-2%	6.567	6.112	-7%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	334	308	-8%	915	902	-1%

*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 septiembre de 2014, E.CL mantenía un 52% 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](http://www.e-cl.cl).*

## HECHOS DESTACADOS

### ➤ TERCER TRIMESTRE DE 2014:

- **Reforma Tributaria: Reforma Tributaria:** Con fecha 29 de septiembre recién pasado fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.780 que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario (la “Reforma Tributaria”), entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida. E.CL envió un hecho esencial con fecha 6 de octubre indicando que en conformidad a lo establecido en la Reforma Tributaria, la Sociedad deberá tributar en base al sistema parcialmente integrado, sin perjuicio que una futura Junta de Accionistas pueda optar por tributar en base al sistema de renta atribuida. De acuerdo a esto, la tasa de impuesto a la renta a la que quedará afecta E.CL aumentará gradualmente desde el actual 20% a un 27% en el año 2018. Este aumento de tasa de impuesto tuvo un efecto sobre los impuestos diferidos, el que según la normativa IFRS (NIC 12), produciría un impacto negativo de US\$44 millones en los resultados del tercer trimestre de 2014. Sin embargo, la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), emitió el Oficio Circular N° 856, instruyendo que dicho impacto no deberá ser reflejado en los resultados del ejercicio, sino que deberá imputarse directamente del patrimonio de la compañía. El impacto total correspondiente a 2014 de las alzas de tasas del Impuesto a la Renta introducida por la Reforma Tributaria solamente se conocerá con certeza al término del presente año. Sin perjuicio de lo anterior, si en el futuro una Junta de Accionistas de la Sociedad opta por tributar en base al sistema de renta atribuida se realizarán los ajusten contables correspondientes. Se informa además que la Reforma Tributaria impone un nuevo impuesto a ciertas emisiones liberadas como consecuencia de la operación de unidades termoeléctricas, el cuál empezará a regir a partir del año 2017. Específicamente, se estableció 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. El impacto del impuesto a las emisiones no puede ser cuantificado con exactitud por la Sociedad al día de hoy, por cuanto la realidad operativa de sus unidades puede ser distinta en el año 2017 en comparación con la situación actual.
- **Pago de dividendos:** Con fecha 26 de agosto el directorio aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$ 7.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,00664571824 por acción, que se pagó en su equivalente en pesos moneda nacional el día 30 de Septiembre de 2014.
- 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.

➤ **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 fue reemplazado por 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.
- 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 y de resultados acumulados 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

- **Nuevo bono 144-A/Reg S por US\$350 millones :** Con fecha 29 de octubre, luego de sostener reuniones con inversionistas institucionales de renta fija en Santiago, Londres, Los Ángeles y Nueva York, E.CL completó exitosamente la emisión de un bono 144 A /Reg S por un monto total de US\$350 millones con un pago único de capital en enero de 2025, un rendimiento de 4,568% anual y una tasa cupón de 4,5% anual. Los fondos provenientes de dicha emisión serán utilizados en su totalidad, junto a recursos disponibles de la compañía, para el repago íntegro del financiamiento del proyecto CTA con los bancos IFC y KfW y los costos de terminación anticipada de los contratos “swap” de tasa de interés asociados a dicho financiamiento. Los bancos colocadores fueron Bank of America Merrill Lynch, Citigroup y HSBC Securities (USA) Inc., así como BTG Pactual y Crédit Agricole CIB. Durante el proceso de preparación del prospecto legal para la emisión de dichos bonos, la Sociedad y sus auditores externos revisaron la interpretación aplicada anteriormente sobre los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. En razón de ello y de acuerdo a las normas contables internacionales (IFRS), específicamente la IAS 8, se procedió a ajustar los Estados Financieros al 30 de Junio de 2014 y, para efectos comparativos, también se ajustaron las cuentas patrimoniales a Diciembre de 2013 contenidas en dichos Estados Financieros. El ajuste realizado no afecta los resultados del presente ejercicio ni produce modificación alguna en el monto del Patrimonio Consolidado de la Sociedad, tanto respecto al que tenía al 30 de Junio de 2014 como el que figura en los Estados Financieros al 31 de Diciembre de 2013.

## 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 termoeléctrico 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 tercer trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$69,8/MWh. Cabe destacar que en este trimestre se produjo una recuperación en la generación con carbón. En el mes de julio, el costo marginal promedio fue de US\$85,4/MWh, lo que representó un aumento de 8,7% respecto al mismo mes del año anterior, y de un 11,8% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de agosto, el costo marginal promedió los US\$58,3/MWh, lo que representó una disminución de 27% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 31,7% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de septiembre, el costo marginal fue de US\$65,4/MWh, lo que representó un aumento de 1,4% respecto al mismo mes del año anterior y de 12,1% respecto al mes anterior.

El costo marginal promedio de los primeros nueve meses de 2014 fue de US\$81,7/MWh, lo que representó un aumento de 7% respecto al mismo periodo del año anterior en que el costo marginal promedió los US\$76,3/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 el tercer trimestre los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$51,1 millones, notoriamente superiores a los observados en el mismo trimestre del año anterior debido al mayor despacho de unidades operando a mínimo técnico. En total, llegaron a US\$148,63 millones en los primeros nueve meses del año, un 18% por encima de los sobrecostos producidos en los primeros nueve meses del año anterior.

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	2013						2014					
	1T 2013		2T 2013		3T 2013		1T2014		2T 2014		3T 2014	
	GWh	% of total										
Hidro	21	0%	18	0%	19	0%	22	1%	18	0%	18	0%
Carbón	3.497	82%	3.452	82%	3.619	84%	3.482	82%	3.437	78%	3.486	80%
GNL	451	11%	323	8%	408	9%	387	9%	568	13%	542	11%
Diesel / Petróleo pesado	251	6%	400	9%	248	6%	312	7%	296	7%	221	7%
Solar / cogeneración	28	1%	27	1%	38	1%	61	1%	100	2%	114	2%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.248</b>	<b>100%</b>	<b>4.220</b>	<b>100%</b>	<b>4.331</b>	<b>100%</b>	<b>4.265</b>	<b>100%</b>	<b>4.420</b>	<b>100%</b>	<b>4.380</b>	<b>100%</b>

Fuente: CDEC-SING

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

**Generación por Empresa (en GWh)**

Empresa	2013						2014					
	1T 2013		2T 2013		3T 2013		1T2014		2T2014		3T 2014	
	GWh	% del total										
Norgener / Angamos	1.524	36%	1.327	31%	1.306	30%	1.503	35%	1.738	39%	1.564	37%
Celta	265	6%	243	6%	292	7%	256	6%	169	4%	246	5%
GasAtacama	156	4%	284	7%	164	4%	225	5%	213	5%	170	5%
E.CL (con CTH al 100%)	2.260	53%	2.322	55%	2.515	58%	2.204	52%	2.183	49%	2.273	51%
Otros	42	1%	44	1%	54	1%	77	2%	118	3%	127	2%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.248</b>	<b>100%</b>	<b>4.220</b>	<b>100%</b>	<b>4.331</b>	<b>100%</b>	<b>4.265</b>	<b>100%</b>	<b>4.420</b>	<b>100%</b>	<b>4.380</b>	<b>100%</b>

Fuente: CDEC-SING

Durante el tercer trimestre de 2014 se observó un aumento en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó liderando la generación en el sistema con un 51% 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. En el caso particular de E.CL, la generación a partir de carbón aumentó en este trimestre en comparación con el trimestre anterior porque la Compañía reportó menores tiempos de centrales temporalmente fuera de servicio con mantenencias programadas.

Los menores niveles de demanda y generación de electricidad en el SING en el tercer trimestre se asocian a una menor actividad de algunas minas de la zona.

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados para los periodos finalizados al 30 de Septiembre 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](http://www.svs.cl)).

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

### Resultados de las operaciones

## Tercer trimestre de 2014 comparado con el segundo trimestre de 2014 y tercer trimestre de 2013

### Ingresos operacionales

	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)						Trim. c/T	Año c/A.
	3T 2013		2T 2014		3T 2014			
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total		
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes no regulados.....	214,1	82%	220,4	80%	210,4	77%	-5%	-2%
Ventas a clientes regulados.....	43,3	17%	54,1	20%	57,6	21%	7%	33%
Ventas al mercado spot.....	4,2	2%	2,5	1%	4,9	2%	101%	18%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>261,6</b>	<b>86%</b>	<b>277,0</b>	<b>87%</b>	<b>273,0</b>	<b>85%</b>	<b>-1%</b>	<b>4%</b>
Ventas de gas.....	18,6	6%	24,6	8%	28,3	9%	15%	52%
Otros ingresos operacionales.....	22,7	7%	16,5	5%	18,5	6%	12%	-19%
		0%		0%		0%		
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>302,9</b>	<b>100%</b>	<b>318,1</b>	<b>100%</b>	<b>319,7</b>	<b>100%</b>	<b>1%</b>	<b>6%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados <sup>(1)</sup> .....	1.866	78%	1.785	79%	1.781	77%	0%	-5%
Ventas de energía a clientes regulados.....	454	19%	447	20%	449	19%	0%	-1%
Ventas de energía al mercado spot.....	80	3%	19	1%	83	4%	337%	4%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.399</b>	<b>100%</b>	<b>2.251</b>	<b>100%</b>	<b>2.312</b>	<b>100%</b>	<b>3%</b>	<b>-4%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)<sup>(2)</sup>.....</b>	<b>112,2</b>		<b>123,5</b>		<b>115,6</b>		<b>-6%</b>	<b>3%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)<sup>(3)</sup>.....</b>	<b>95,4</b>		<b>121,1</b>		<b>128,5</b>		<b>6%</b>	<b>35%</b>

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

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

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

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$273 millones en el tercer trimestre, representando una disminución de 1% comparado con el trimestre anterior, debido principalmente a las menores ventas físicas a clientes libres y menores tarifas promedio cobradas a clientes libres. En tanto, con respecto al mismo trimestre del año anterior, el aumento de 4% en las ventas de energía se explica por mayores tarifas promedio realizadas, especialmente en el segmento de clientes regulados.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$210,4 millones, una disminución de 2% 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 2013, y una menor demanda de Chuquicamata y Zaldívar principalmente. Estas menores ventas físicas se compensaron con un aumento de 3% en la 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\$57,6 millones, mostrando un incremento respecto al trimestre anterior, asociado a un aumento de 6% 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, correspondientes a nuestra filial CTA, mostraron un aumento en comparación con el trimestre anterior y una disminución respecto al tercer 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 tercer trimestre, E.CL registró compras netas cercanas a los 204 GWh, inferiores a las compras netas del segundo trimestre que fueron de 289 GWh debido principalmente a la recuperación en la generación 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 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.

## Costos operacionales

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)								
	3T 2013		2T 2014		3T 2014		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(112,8)	43%	(113,3)	42%	(99,3)	40%	-12%	-12%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(30,4)	12%	(47,6)	18%	(43,6)	18%	-8%	44%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(40,4)	16%	(33,5)	12%	(31,9)	13%	-5%	-21%
Otros costos directos de la operación	(76,1)	29%	(75,7)	28%	(72,0)	29%	-5%	-5%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(259,7)</b>	<b>96%</b>	<b>(270,2)</b>	<b>96%</b>	<b>(246,8)</b>	<b>95%</b>	<b>-9%</b>	<b>-5%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	5%	(10,1)	4%	(12,7)	5%	25%	3%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	0%	(0,4)	0%	(0,5)	0%	45%	109%
Otros ingresos/costos de la operación...	(0,0)	0%	0,5	0%	(0,2)	0%	-137%	411%
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(271,1)</b>	<b>100%</b>	<b>(280,1)</b>	<b>100%</b>	<b>(260,1)</b>	<b>100%</b>	<b>-7%</b>	<b>-4%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.884	81%	1.660	76%	1.821	80%	10%	-3%
Gas.....	323	14%	440	20%	398	18%	-10%	23%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	106	5%	70	3%	43	2%	-39%	-60%
Hidro/Solar.....	10	0%	12	1%	12	1%	-4%	19%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.322</b>	<b>100%</b>	<b>2.183</b>	<b>100%</b>	<b>2.273</b>	<b>100%</b>	<b>4%</b>	<b>-2%</b>
Menos Consumos propios.....	(169)	-7%	(200)	-9%	(170)	-7%	-15%	1%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>2.153</b>	<b>87%</b>	<b>1.983</b>	<b>87%</b>	<b>2.103</b>	<b>88%</b>	<b>6%</b>	<b>-2%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	334	13%	308	13%	287	12%	-7%	-14%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>2.487</b>	<b>100%</b>	<b>2.291</b>	<b>100%</b>	<b>2.390</b>	<b>100%</b>	<b>4%</b>	<b>-4%</b>

La generación bruta de electricidad aumentó en un 4% en comparación con el trimestre anterior. En este trimestre hubo una mayor disponibilidad de centrales económicamente eficientes debido a mantenencias menos prolongadas. Las unidades CTM1, CTH y U13, fueron objeto, alternadamente, de mejoras ambientales y trabajos de mantención. No obstante lo anterior, la generación a carbón aumentó en un 10% con respecto al trimestre anterior. En tanto, la generación con gas disminuyó su participación por una menor disponibilidad de la U16. Con respecto al mismo trimestre del año anterior, la generación total disminuyó debido al programa de mantenencias de centrales a carbón y a una menor necesidad de recurrir a nuestra generación de respaldo a petróleo. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas con una mayor generación con gas en comparación al tercer trimestre del año pasado.

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\$98,21/bl durante el 3T14. Esto representó una disminución trimestral de un 4,9% desde US\$103,30/bl en el 2T14 y de 7,2% anual desde US\$105,85/bl en el 3T13. En tanto, el precio del carbón experimentó una tendencia a la baja. La mayor generación con combustibles de menor costo, combinada con un menor precio del carbón y del gas, se reflejó en una caída de 12% en la partida de combustibles en este trimestre con respecto al trimestre anterior. Las compras de energía en el mercado spot disminuyeron debido principalmente a menores costos marginales y a un menor volumen de compras al spot.

El costo de la depreciación en este trimestre fue menor al del tercer 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 mantención y costos de ventas de combustibles. Éstos disminuyeron levemente en el tercer trimestre en comparación con el segundo y 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 un aumento respecto al trimestre anterior debido a un incremento en asesorías profesionales.

### **Margen Eléctrico**

	<u>2013</u>				<u>2014</u>			
	<u>1T13</u>	<u>2T13</u>	<u>3T13</u>	<u>9M13</u>	<u>1T14</u>	<u>2T14</u>	<u>3T14</u>	<u>9M14</u>
<b>Margen Eléctrico</b>								
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	266,5	266,1	261,6	794,2	262,1	277,0	273,0	812,1
Costo de combustible.....	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(340,8)	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(322,2)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(117,7)	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(128,3)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>117,1</b>	<b>100,1</b>	<b>118,4</b>	<b>335,6</b>	<b>115,5</b>	<b>116,1</b>	<b>130,1</b>	<b>361,7</b>
Margen eléctrico	44%	38%	45%	42%	44%	42%	48%	45%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación en el tercer trimestre en comparación con el trimestre anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron levemente. Por la otra, tanto el costo de combustibles como las compras de energía y potencia al mercado spot mostraron una caída en el periodo. En definitiva, el aumento en el margen eléctrico reflejó la disminución en los costos explicada por la mayor generación a carbón. El margen eléctrico en términos porcentuales fue de un 48%.

En tanto, se observó también una mejoría al comparar con el tercer trimestre del año pasado, en que el margen eléctrico llegó a 45%. Esto fue posible debido a menores costos de combustibles. Los pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema llegaron a US\$17,9 millones,

superiores a los US\$16,6 millones del trimestre anterior y superiores a los US\$10,04 millones del tercer trimestre del año anterior.

### Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	3T 2013		2T 2014		3T 2014		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	%	Monto	%	Monto	%		
Total ingresos de la operación	302,9	100%	318,1	100%	319,7	100%	1%	6%
Total costo de ventas	(259,7)	-86%	(270,2)	-85%	(246,8)	-77%	-9%	-5%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>43,2</b>	14%	<b>47,9</b>	15%	<b>73,0</b>	23%	<b>52%</b>	<b>69%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(11,4)	-4%	(10,0)	-3%	(13,4)	-4%	34%	17%
<b>Ganancia Operacional</b> .....	<b>31,8</b>	11%	<b>37,9</b>	12%	<b>59,6</b>	19%	n.a.	87%
Depreciación y amortización.....	40,7	13%	33,9	11%	32,4	10%	-4%	-20%
Provisiones / (reversos) de incobrables	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
<b>EBITDA</b> .....	<b>72,5</b>	24%	<b>71,9</b>	23%	<b>92,0</b>	29%	<b>28%</b>	<b>27%</b>

El EBITDA del tercer trimestre llegó a US\$92 millones, superior al del segundo trimestre y al del tercer trimestre del año anterior, principalmente debido al mayor margen de nuestro negocio de generación eléctrica comentado en el párrafo anterior. Aparte de la mejoría en el margen eléctrico, los mayores ingresos por venta de gas a otros generadores contribuyeron al aumento del EBITDA del tercer trimestre de 2014.

### Resultados financieros

Resultados no operacionales	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	3T 2013		2T 2014		3T 2014		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos		
Ingresos financieros.....	0,4	0%	0,6	0%	0,4	0%	-31%	-1%
Gastos financieros.....	(11,8)	-4%	(11,7)	-4%	(11,3)	-4%	-3%	-5%
Diferencia de cambio.....	2,7	1%	(1,8)	-1%	2,8	1%	-257%	7%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,1)	0%	0,4	0%	(0,1)	0%	-115%	-51%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(8,9)</b>	-3%	<b>(12,5)</b>	-4%	<b>(8,1)</b>	-3%	<b>-35%</b>	<b>-9%</b>
Ganancia antes de impuesto.....	22,9	8%	25,5	8%	51,5	17%	102%	125%
Impuesto a las ganancias.....	(5,7)	-2%	(4,7)	-2%	(10,6)	-3%	n.a.	86%
<b>Utilidad (Pérdida) de Actividades</b>								
<b>Continuadas después de impuesto.....</b>	<b>17,2</b>	6%	<b>20,7</b>	7%	<b>40,9</b>	13%	<b>97%</b>	<b>138%</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>14,5</b>	5%	<b>19,7</b>	6%	<b>40,6</b>	13%	<b>106%</b>	<b>-181%</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....</b>	<b>2,8</b>	1%	<b>1,0</b>	0%	<b>0,3</b>	0%	n.a.	-89%
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO</b>	<b>14,5</b>	5%	<b>19,7</b>	6%	<b>40,6</b>	13%	<b>106%</b>	<b>181%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,013</b>	0%	<b>0,019</b>	0%	<b>0,039</b>	0%	<b>106%</b>	<b>203%</b>

Los gastos financieros disminuyeron levemente con respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre del año 2013. La utilidad de cambio alcanzó US\$2,8 millones, la que contrasta con pérdidas de cambio de US\$1,8 millones en el trimestre anterior y utilidades de US\$2,7 millones en el mismo trimestre del año anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó en gran parte por las medidas tomadas para proteger el riesgo cambiario inherente al contrato con clientes regulados, cuya tarifa se calcula utilizando un tipo de cambio que permanece fijo por períodos de seis meses.

La tasa de cálculo del impuesto a la renta fue de un 21%, y el impuesto fue superior este trimestre en comparación al mismo periodo del año pasado, principalmente debido a la mayor utilidad antes de impuesto explicada por el mejor desempeño operacional de la compañía y en menor medida al aumento de un punto porcentual en la tasa de impuesto a la renta.

La utilidad después de impuesto llegó a los US\$40,6 millones, cifra que representa una mejoría sustancial con respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre de 2013.

## Nueve meses terminados en septiembre de 2014 comparado con nueve meses terminados en septiembre de 2013

### Ingresos operacionales

**Información a Septiembre 2014**  
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)

	9M 2013		9M 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
<b>Ingresos de la operación</b>						
Ventas a clientes no regulados.....	655,8	83%	640,7	79%	(15,1)	-2%
Ventas a clientes regulados.....	127,6	16%	158,3	19%	30,7	24%
Ventas al mercado spot.....	10,8	1%	13,2	2%	2,4	22%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>794,2</b>	89%	<b>812,1</b>	86%	<b>18,0</b>	2%
Ventas de gas.....	19,9	2%	63,8	7%	43,9	221%
Otros ingresos operacionales.....	81,2	9%	70,3	7%	(10,9)	-13%
Total ingresos operacionales.....	<b>895,2</b>	100%	<b>946,2</b>	100%	<b>50,9</b>	6%
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	5.728	79%	5.311	78%	(418)	-7%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.357	19%	1.346	20%	(11)	-1%
Ventas de energía al mercado spot.....	182	3%	177	3%	(5)	-3%
Total ventas de energía.....	<b>7.267</b>	100%	<b>6.834</b>	100%	<b>(433)</b>	-6%
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)<sup>(2)</sup></b>	<b>112,8</b>		<b>119,2</b>		<b>6,4</b>	<b>6%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)<sup>(3)</sup></b>	<b>94,0</b>		<b>117,6</b>		<b>23,5</b>	<b>25%</b>

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

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

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

Durante los primeros nueve meses de 2014 los ingresos totales de la operación aumentaron 6% comparado con el mismo periodo de 2013.

Las ventas a clientes regulados llegaron a US\$158,3 millones y las ventas a clientes libres llegaron a US\$640,7 millones, lo que representa un aumento de 24% y una disminución de 2%, respectivamente, respecto al mismo periodo del año anterior. Esto, unido a una mayor venta al mercado spot, resultó en un aumento de 2% en los ingresos por venta de energía y potencia con respecto a los primeros nueve meses 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 este periodo, asociada a sus programas de producción. Las tarifas monómicas promedio mostraron un aumento de 6% con respecto año 2013 debido en parte al componente take-or-pay en las tarifas de algunos clientes y al incremento de tarifas indexadas al precio del gas según el índice Henry Hub.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US\$158,3 millones. La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró un aumento de 25% con respecto al mismo periodo del año anterior debido a las variaciones del índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa base. En tanto, las ventas físicas disminuyeron levemente respecto al 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 Septiembre 2014

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

	9M - 2013		9M - 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
<b>Costos de la operación</b>						
Combustibles.....	(340,8)	43%	(322,2)	42%	18,6	-5%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(117,7)	15%	(128,3)	17%	(10,5)	9%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(112,0)	14%	(98,0)	13%	14,0	-13%
Otros costos directos de la operación	(214,4)	27%	(219,4)	29%	(5,1)	2%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(784,9)</b>	96%	<b>(767,9)</b>	96%	<b>17,0</b>	<b>-2%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(32,5)	4%	(33,4)	4%	(0,9)	3%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(1,2)	0%	(0,4)	42%
Otros ingresos/costos.....	(0,3)	0%	0,9	0%	1,2	-387%
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(818,6)</b>	100%	<b>(801,7)</b>	100%	<b>16,9</b>	<b>-2%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	5.615	79%	5.212	78%	(403)	-7%
Gas.....	1.182	17%	1.219	18%	38	3%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	267	4%	189	3%	(78)	-29%
Hidro/Solar.....	34	0%	39	1%	5	16%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>7.097</b>	100%	<b>6.659</b>	100%	<b>(438)</b>	<b>-6%</b>
Menos Consumos propios.....	(530)	-7%	(548)	-8%	(17)	3%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>6.567</b>	88%	<b>6.112</b>	87%	<b>(455)</b>	<b>-7%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	915	12%	902	13%	(13)	-1%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>7.481</b>	100%	<b>7.013</b>	100%	<b>(468)</b>	<b>-6%</b>

Nuestra generación bruta registró una disminución de 6% en los primeros nueve meses del año en comparación con el mismo período de 2013, debido a una menor generación con carbón asociada al mayor número de mantenciones de unidades carboneras durante 2014. La generación en base a carbón disminuyó en un 7%, pasando a representar un 78% de la generación total de E.CL desde un 79% en el mismo periodo del año anterior.

La generación a gas aumentó un 3%, lo que permitió, junto a una mayor producción de renovables, cubrir en parte la menor generación a carbón y desplazar la generación menos eficiente a petróleo. El remanente fue cubierto con compras de energía en el mercado spot. Estos nueve meses, se caracterizaron por un mayor número de mantenimientos programados de unidades de E.CL. Durante este periodo se llevaron a cabo mantenciones 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.

Las compras físicas en el mercado spot disminuyeron en comparación con el período anterior; sin embargo, el costo de compras de energía y potencia al mercado spot aumentó debido a mayores pagos compensatorios que E.CL debió afrontar en relación con los sobrecostos de generación en el sistema en comparación con el año anterior.

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 los primeros nueve meses de 2013, la compañía reconoció aproximadamente US\$5 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 Septiembre 2014

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

EBITDA	9M - 2013		9M- 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	895,2	100%	946,2	100%	50,9	6%
Total costo de ventas	(784,9)	-88%	(767,9)	-81%	17,0	-2%
<b>Ganancia bruta.....</b>	<b>110,3</b>	<b>12%</b>	<b>178,3</b>	<b>19%</b>	<b>68,0</b>	<b>62%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(33,6)	-4%	(33,8)	-4%	(0,1)	0%
<b>Ganancia Operacional.....</b>	<b>76,7</b>	<b>9%</b>	<b>144,5</b>	<b>15%</b>	<b>67,8</b>	<b>88%</b>
Depreciación y amortización.....	112,9	13%	99,2	10%	(13,6)	-12%
Provisiones de incobrables (reversos)	-	-	-	-	-	n.a.
<b>EBITDA.....</b>	<b>189,6</b>	<b>21%</b>	<b>243,8</b>	<b>26%</b>	<b>54,2</b>	<b>29%</b>

En los primeros nueve meses del año, el EBITDA alcanzó US\$ 243,8 millones, un aumento de 29% con respecto al mismo periodo 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 los primeros nueve meses de 2014 se registraron ventas de gas a terceros que no se registraron durante el mismo periodo del año anterior.

La depreciación disminuyó en US\$13,6 millones en este período 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 Septiembre 2014

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

	9M - 2013		9M - 2014		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
<b>Resultados no operacionales</b>						
Ingresos financieros.....	2,4	0%	1,8	0%	(0,5)	-23%
Gastos financieros.....	(35,3)	-4%	(34,3)	-4%	1,0	-3%
Diferencia de cambio.....	(1,5)	0%	1,0	0%	2,5	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,1)	0%	0,2	0%	0,3	-233%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(34,6)</b>	<b>-4%</b>	<b>(31,4)</b>	<b>-3%</b>	<b>3,2</b>	<b>-9%</b>
Ganancia antes de impuesto.....	42,1	5%	113,2	12%	71,1	169%
Impuesto a las ganancias.....	(12,2)	-2%	(24,5)	-3%	(12,3)	101%
<b>Utilidad (Pérdida) de Actividades</b>						
Continuadas después de impuesto.....	<b>29,9</b>	<b>4%</b>	<b>88,7</b>	<b>10%</b>	<b>58,8</b>	<b>197%</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>22,6</b>	<b>3%</b>	<b>85,1</b>	<b>9%</b>	<b>62,6</b>	<b>277%</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....</b>	<b>7,4</b>	<b>1%</b>	<b>3,5</b>	<b>0%</b>	<b>(3,8)</b>	<b>-52%</b>
<b>EJERCICIO</b>	<b>22,6</b>	<b>3%</b>	<b>85,1</b>	<b>9%</b>	<b>62,6</b>	<b>277%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,02</b>	<b>0%</b>	<b>0,08</b>	<b>0%</b>	<b>0,1</b>	<b>277%</b>

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 abril de 2013.

La utilidad de cambio alcanzó US\$1 millón, la que contrasta con pérdidas de US\$1,5 millones en el mismo periodo del año anterior, 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\$62,6 millones comparado con el mismo período del año anterior, llegando a los US\$85,1 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 septiembre de 2014, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$274,7 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.<sup>1</sup>

(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 Septiembre 2014**

(En millones de US\$)

<b>Estado de flujo de efectivo</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	140,1	186,7
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(54,0)	37,7
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(62,1)</u>	<u>(72,8)</u>
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b><u>24,1</u></b>	<b><u>151,6</u></b>

**Flujos de caja provenientes de la operación**

El flujo de caja neto proveniente de la operación durante los primeros nueve meses de 2014 incluyó US\$244 millones de flujos operacionales netos propiamente tales 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). Luego del pago de impuestos a la renta e IVA (US\$46 millones) y de intereses (US\$31 millones), el flujo de caja proveniente de actividades de la operación alcanzó los US\$187 millones.

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

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de US\$37,7 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 septiembre 2014 y 2013 ascendieron a los US\$62,9 millones y US\$101 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

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

(En millones de US\$)

<b>CAPEX</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
CTA.....	2,3	2,7
CTH .....	5,1	2,1
Central Tamaya.....	3,7	0,4
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	6,4	-
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	10,9	27,2
Mejoras Medioambientales .....	57,8	12,8
Planta Solar	6,0	1,1
Otros	8,8	16,6
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b><u>101,0</u></b>	<b><u>62,9</u></b>

(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**

En los primeros nueve meses de 2014, se usaron US\$73 millones en actividades de financiamiento, las que incluyeron principalmente:

- Pago de una cuota de capital del financiamiento de proyecto de CTA por US\$6,4 millones, y
- Pago de dividendos por un total de US\$66,6 millones incluyendo US\$39,6 millones pagados por E.CL en mayo, con cargo a las utilidades del año 2013; US\$20 millones pagados por CTH a su accionista minoritario; y el dividendo provisorio de US\$7 millones a cuenta de las utilidades del ejercicio 2014 pagado por E.CL a fines de Septiembre.

### **Obligaciones contractuales**

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

<b>Obligaciones Contractuales al 30/09/14</b>					
Períodos de vencimiento de pagos					
(En millones de US\$)					
	<u><b>Total</b></u>	<u><b>&lt; 1 año</b></u>	<u><b>1 - 3 años</b></u>	<u><b>3 - 5 años</b></u>	<u><b>Más de 5 años</b></u>
Deuda bancaria.....	351,6	14,1	33,1	39,6	264,8
Bonos (144 A/Reg S.....)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados.....	9,9	9,9	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	19,1	-	-	-	19,1
<b>Total</b>	<b><u>780,9</u></b>	<b><u>24,1</u></b>	<b><u>33,2</u></b>	<b><u>39,6</u></b>	<b><u>684,0</u></b>

La deuda bancaria corresponde al financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra filial, CTA. Al 30 de septiembre 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 prepago total de los préstamos que E.CL tenía con accionistas y entidades relacionadas a fines de 2010.

Otras deudas incluyen US\$0,1 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$19 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.

Con fecha 29 de octubre, luego de sostener reuniones con inversionistas institucionales de renta fija en Santiago, Londres, Los Ángeles y Nueva York, E.CL completó exitosamente la emisión de un bono 144 A /Reg S por un monto total de US\$350 millones con un pago único de capital en enero de 2025, un rendimiento de 4,568% anual y una tasa cupón de 4,5% anual. Los fondos provenientes de dicha emisión serán utilizados en su totalidad, junto a recursos disponibles de la compañía, para el repago íntegro del financiamiento del proyecto CTA con los bancos IFC y KfW y los costos de terminación anticipada de los contratos “swap” de tasa de interés asociados a dicho financiamiento.

## 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/septiembre y diciembre/enero 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. Producto de esta última política, E.CL pagó un dividendo provisorio de US\$7 millones a fines de septiembre de 2014.

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

<b>Dividendos E.CL</b>			
<b>Fecha de Pago</b>	<b>Tipo de Dividendo</b>	<b>Monto (en millones de US\$)</b>	<b>US\$ por acción</b>
4 de mayo, 2010	Final (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Final (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Final (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Final (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo, 2014	Final (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept. 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665

## 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 8% 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 sus sesiones de fines de abril y septiembre 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 septiembre 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.

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

(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.

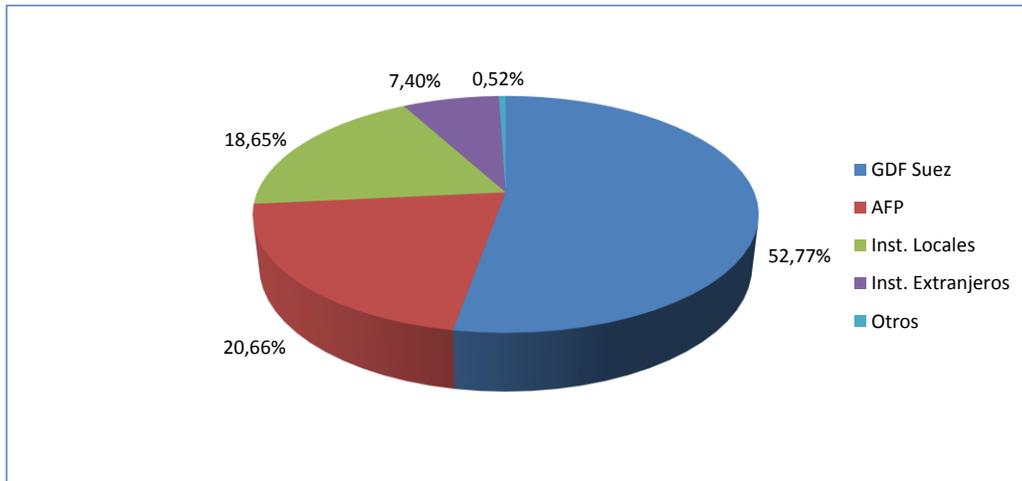
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

### ***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 septiembre de 2014

N° de accionistas: 1.924



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

## ANEXO 1

### ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	<u>2013</u>				<u>2014</u>			
	<u>1T13</u>	<u>2T13</u>	<u>3T13</u>	<u>9M13</u>	<u>1T14</u>	<u>2T14</u>	<u>3T14</u>	<u>9M14</u>
<b>Ventas físicas</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.930	1.866	1.933	5.728	1.745	1.785	1.781	5.311
Ventas de energía a clientes regulados	444	454	459	1.357	451	447	449	1.346
Ventas de energía al mercado spot	33	80	70	182	75	19	83	177
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.406</b>	<b>2.399</b>	<b>2.462</b>	<b>7.267</b>	<b>2.271</b>	<b>2.251</b>	<b>2.312</b>	<b>6.834</b>
<b>Generación bruta por combustible</b>								
Carbón.....	1.710	1.884	2.021	5.615	1.731	1.660	1.821	5.212
Gas.....	451	323	408	1.182	381	440	398	1.219
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	87	106	75	267	77	70	43	189
Hidro/ Solar.....	12	10	11	34	15	12	12	39
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.260</b>	<b>2.322</b>	<b>2.515</b>	<b>7.097</b>	<b>2.204</b>	<b>2.183</b>	<b>2.273</b>	<b>6.659</b>
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(164,3)	(168,9)	(197,0)	(530,2)	(177,9)	(199,7)	(169,9)	(547,5)
<b>Total generación neta.....</b>	<b>2.096</b>	<b>2.153</b>	<b>2.318</b>	<b>6.567</b>	<b>2.026</b>	<b>1.983</b>	<b>2.103</b>	<b>6.112</b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>	369	334	212	915	306	308	287	902
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<b>2.465</b>	<b>2.487</b>	<b>2.530</b>	<b>7.481</b>	<b>2.332</b>	<b>2.291</b>	<b>2.390</b>	<b>7.013</b>

**Estado de resultados trimestrales**

(En millones de US\$)

**IFRS**

**Ingresos de la operación**

	<u>1T13</u>	<u>2T13</u>	<u>3T13</u>	<u>9M13</u>	<u>1T14</u>	<u>2T14</u>	<u>3T14</u>	<u>9M14</u>
Ventas a clientes regulados.....	41,4	43,0	43,3	127,6	46,5	54,1	57,6	158,3
Ventas a clientes no regulados.....	222,8	218,9	214,1	655,8	209,9	220,4	210,4	640,7
Ventas al mercado spot y ajustes.....	2,4	4,2	4,2	10,8	5,8	2,5	4,9	13,2
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>266,5</b>	<b>266,1</b>	<b>261,6</b>	<b>794,2</b>	<b>262,1</b>	<b>277,0</b>	<b>273,0</b>	<b>812,1</b>
Ventas de gas.....	0,4	0,9	18,6	19,9	10,9	24,6	28,3	63,8
Otros ingresos operacionales.....	18,1	40,3	22,7	81,2	35,3	16,5	18,5	70,3
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>285,1</b>	<b>307,3</b>	<b>302,9</b>	<b>895,2</b>	<b>308,4</b>	<b>318,1</b>	<b>319,7</b>	<b>946,2</b>
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(340,8)	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(322,2)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(117,7)	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(128,3)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(35,5)	(36,1)	(40,4)	(112,0)	(32,6)	(33,5)	(31,9)	(98,0)
Otros costos directos de la operación	(58,1)	(80,2)	(76,1)	(214,4)	(71,7)	(75,7)	(72,0)	(219,4)
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(243,1)</b>	<b>(282,2)</b>	<b>(259,7)</b>	<b>(784,9)</b>	<b>(251,0)</b>	<b>(270,2)</b>	<b>(246,8)</b>	<b>(767,9)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(11,0)	(10,4)	(11,1)	(32,5)	(10,6)	(10,1)	(12,7)	(33,4)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,9)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(1,2)
Otros ingresos de la operación.....	0,0	(0,3)	(0,0)	(0,3)	0,6	0,5	(0,2)	0,9
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(254,3)</b>	<b>(293,2)</b>	<b>(271,1)</b>	<b>(818,6)</b>	<b>(261,4)</b>	<b>(280,1)</b>	<b>(260,1)</b>	<b>(801,7)</b>
<b>Ganancia operacional.....</b>	<b>30,8</b>	<b>14,0</b>	<b>31,8</b>	<b>76,7</b>	<b>47,0</b>	<b>37,9</b>	<b>59,6</b>	<b>144,5</b>
<b>EBITDA.....</b>	<b>66,6</b>	<b>50,4</b>	<b>72,5</b>	<b>189,6</b>	<b>79,9</b>	<b>71,9</b>	<b>92,0</b>	<b>243,8</b>
Ingresos financieros.....	1,0	0,9	0,4	2,4	0,9	0,6	0,4	1,8
Gastos financieros.....	(11,7)	(11,7)	(11,8)	(35,3)	(11,4)	(11,7)	(11,3)	(34,3)
Diferencia de cambio.....	2,7	(6,9)	2,7	(1,5)	(0,1)	(1,8)	2,8	1,0
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,0)	0,0	(0,1)	(0,1)	(0,2)	0,4	(0,1)	0,2
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(8,0)</b>	<b>(17,7)</b>	<b>(8,9)</b>	<b>(34,6)</b>	<b>(10,8)</b>	<b>(12,5)</b>	<b>(8,1)</b>	<b>(31,4)</b>
Ganancia antes de impuesto.....	22,8	(3,6)	22,9	42,1	36,2	25,5	51,5	113,2
Impuesto a las ganancias.....	(5,0)	(1,6)	(5,7)	(12,2)	(9,2)	(4,7)	(10,6)	(24,5)
<b>Utilidad (Perdida) de Actividades</b>								
<b>Continuadas después de impuesto....</b>	<b>17,9</b>	<b>(5,2)</b>	<b>17,2</b>	<b>29,9</b>	<b>27,0</b>	<b>20,7</b>	<b>40,9</b>	<b>88,7</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora....</b>	<b>16,6</b>	<b>(8,5)</b>	<b>14,5</b>	<b>22,6</b>	<b>24,8</b>	<b>19,7</b>	<b>40,6</b>	<b>85,1</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...</b>	<b>1,2</b>	<b>3,4</b>	<b>2,8</b>	<b>7,4</b>	<b>2,2</b>	<b>1,0</b>	<b>0,3</b>	<b>3,5</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>16,6</b>	<b>(8,5)</b>	<b>14,5</b>	<b>22,6</b>	<b>24,8</b>	<b>19,7</b>	<b>40,6</b>	<b>85,1</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,017</b>	<b>0,008</b>	<b>0,013</b>	<b>0,021</b>	<b>0,024</b>	<b>0,019</b>	<b>0,039</b>	<b>0,081</b>

**Balance**  
(En millones de US\$)

	<b>2013</b>	<b>2014</b>
	<b>31-Dec-13</b>	<b>30-Sep-14</b>
<b>Activo corriente</b>		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	213,4	275,2
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	171,5	146,4
Impuestos por recuperar	39,6	31,2
Otros activos corrientes	223,4	222,8
<b>Total activos corrientes</b>	<b>648,0</b>	<b>675,6</b>
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.944,2	1.892,8
Otros activos no corrientes	404,6	409,7
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>2.996,8</b>	<b>2.978,1</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda financiera	21,0	21,6
Otros pasivos corrientes	223,3	189,8
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>244,3</b>	<b>211,4</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	740,3	742,4
Otros pasivos de largo plazo	205,0	249,1
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>945,3</b>	<b>991,5</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>1.683,4</b>	<b>1.671,3</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>	<b>123,9</b>	<b>104,0</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>1.807,2</b>	<b>1.775,2</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>2.996,8</b>	<b>2.978,1</b>

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

**ANEXO 2**  
**INDICADORES FINANCIEROS**

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-13	Jun-14	Var.
<b>LIQUIDEZ</b>	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,65	3,20	-17%
	Razon ácida (activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,13	2,41	-11%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	403,69	464,26	-13%
<b>ENDEUDAMIENTO</b>	Leverage (pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,66	0,68	-3%
	Cobertura de gastos financieros * (EBITDA / gastos financieros)	(veces)	5,36	6,62	-19%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	3,03	2,51	21%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,89	1,61	18%
<b>RENTABILIDAD</b>	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	2,4%	5,5%	-57%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	1,3%	3,1%	-57%

\*últimos 12 meses

## CONFERENCIA TELEFONICA 9M14

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de Septiembre de 2014, el día jueves 30 de octubre de 2014 a las 10:00 am (EST) – 11: 00 am (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.: 15989467**, 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 15989467**. La repetición estará disponible hasta el día 6 de noviembre de 2014.