

**E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$12,6 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE Y DE US\$ 56,2 MILLONES EN EL AÑO 2012**

EL EBITDA ALCANZÓ US\$38,4 MILLONES EN EL TRIMESTRE Y US\$238,9 MILLONES EN EL AÑO. ÉSTE SE VIO AFECTADO PRINCIPALMENTE POR LA DISMINUCIÓN DE INGRESOS NO RECURRENTE, EL DESCALCE TEMPORAL ENTRE INGRESOS Y COSTOS DE LOS CONTRATOS CON CLIENTES REGULADOS, LA INDISPONIBILIDAD DE NUESTRA CENTRAL CTH EN EL ÚLTIMO TRIMESTRE Y LAS READECUACIONES TARIFARIAS DE CONTRATOS CON CLIENTES NO-REGULADOS A LA NUEVA REALIDAD DEL PARQUE GENERADOR DE LA COMPAÑÍA. POR SU PARTE, EL RESULTADO DEL EJERCICIO DEL CUARTO TRIMESTRE ALCANZÓ UNA UTILIDAD DE US\$12,6 MILLONES.

- Durante el año 2012 los **ingresos totales de la operación** disminuyeron un 10% en comparación con el año 2011. Esto se explica por la combinación de mayores ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio.
- El **EBITDA** del cuarto trimestre alcanzó US\$38,4 millones, equivalente a una disminución de 41% respecto al trimestre anterior. En términos acumulados, el EBITDA alcanzó los US\$238,9 millones, lo que representa una disminución de un 35%.
- El **resultado del ejercicio** del cuarto trimestre alcanzó una utilidad de US\$12,6 millones lo que representa un aumento significativo respecto de lo registrado durante el trimestre anterior en el que la compañía tuvo pérdidas, en parte explicadas por el efecto del aumento en la tasa de impuesto a la renta sobre los impuestos diferidos.
- La **generación de energía** en el año 2012 aumentó un 27% debido a la contribución de las nuevas centrales de carbón CTA y CTH y al buen desempeño del parque generador de E.CL, con la excepción de CTH que estuvo fuera de servicio el cuarto trimestre.

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

	4T11	4T12	Var %	12M2011	12M2012	Var %
Total ingresos operacionales	338,8	290,2	-14%	1.256,6	1.130,2	-10%
Ganancia operacional	96,7	(0,1)	-100%	254,8	98,7	-61%
EBITDA	126,3	38,4	-70%	368,3	238,9	-35%
Efectos no recurrentes	58,0	2,2	-96%	52,2	(2,0)	-104%
EBITDA sin efectos recurrentes	68,3	36,2	-47%	316,1	240,9	-24%
Total resultado no operacional	(4,8)	13,0	-373%	(29,1)	(7,0)	-76%
Ganancia después de impuestos	74,6	12,6	-83%	178,6	56,2	-69%
Ganancia por acción	0,07	0,01	-83%	0,17	0,05	-69%
Ventas de energía (Gwh)	1.889	2.389	27%	7.480	9.175	23%
Generación de energía (Gwh)	1.690	2.131	26%	6.705	8.500	27%
Compras de energía al mercado spot (Gwh)	258	323	25%	1.009	1.065	5%

E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en la distribución y 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 31 de diciembre de 2012, E.CL mantenía un 47% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL abastece electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales. El 1 de enero de 2012, E.CL comenzó a abastecer la totalidad de 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 a partir del 28 de enero de 2011, fecha en que Codelco vendió el 40% de participación accionaria que tenía en E.CL. Para mayor información, por favor diríjase a [www.e-cl.cl](http://www.e-cl.cl).

## HECHOS DESTACADOS

### ➤ CUARTO TRIMESTRE DE 2012:

- **Detención operacional de CTH:** La unidad estuvo detenida 99 días en el último trimestre de 2012 como consecuencia de una falla operacional ocurrida el 20 de septiembre 2012 que causó daño en el rotor de la turbina. Luego de la reparación de los equipos, la central fue nuevamente puesta en servicio el 28 de diciembre de 2012. En este período CTH continuó abasteciendo a su cliente Minera Esperanza a través de compras en el mercado spot.
- **Venta de la línea de transmisión Crucero – Lagunas:** con fecha 31 de diciembre E.CL vendió a Transelec S.A. esta línea de transmisión troncal, cuya longitud aproximada es de 174 kms. La utilidad de esta transacción fue de US\$25,4 millones antes de impuestos.
- **Desembolso financiamiento de proyecto de CTA:** El día 30 de octubre, CTA recibió un monto de US\$93,7 millones correspondientes al último desembolso del financiamiento de proyecto liderado por los bancos IFC y KfW. El día 31 de octubre, CTA procedió a transferir la totalidad de dicha suma a E.CL como pago parcial del financiamiento otorgado por esta última durante la construcción de la central.

### ➤ PRIMEROS NUEVE MESES DEL AÑO:

- **Inicio de contrato con EMEL:** Con fecha 1 de enero de 2012 comenzó a regir el contrato con EMEL para el suministro de energía a los clientes regulados del SING. Este contrato se reajusta en el tiempo de acuerdo a índices de precios de gas natural licuado (Henry Hub) y el índice de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI).
- **Acción de E.CL ingresa al IPSA:** Producto de la revisión anual de los índices accionarios de la Bolsa de Comercio de Santiago realizado al término de las operaciones del día 30 de diciembre de 2011 (último día hábil bursátil del año pasado), la acción de E.CL fue incorporada al IPSA (Índice de Precios Selectivo de Acciones) a partir del lunes 2 de enero de 2012.
- **Junta Ordinaria de Accionistas:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2012, acordó un pago de dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2011 de US\$0,0610468011 por acción, el cual fue pagado el día 16 de mayo de 2012. El monto total fue de US\$ 64.301.192,40, el que unido al dividendo provisorio de US\$25 millones pagado en 2011, resultó en un dividendo total de US\$89 millones.
- **GDF Suez adquirió el 30% de IPR GDF Suez (“IPR”):** El 29 de junio de 2012, tras la aprobación de los accionistas de IPR, GDF Suez adquirió el 30% restante de IPR, quedando con un 100% de las acciones de ésta. Con fecha 2 de julio se procedió a deslistar las acciones de IPR de la bolsa de Londres.
- **E.CL inaugura filtro de mangas en central de Tocopilla:** el día 21 de junio con la presencia del Subsecretario de Energía, Sergio del Campo, E.CL inauguró en Tocopilla un nuevo hito en su Plan de Modernización de Centrales. Se trata de la instalación de Filtros de Manga en la unidad 12 (85 MW) de la Central Tocopilla, como parte del plan integral de reducción de emisiones que contempla una inversión total de aproximadamente US\$170 millones..
- **Ley de Reforma Tributaria:** En septiembre de 2012 se publicó la reforma tributaria que introdujo un aumento en la tasa del impuesto a la renta desde un 17% a un 20%. El impacto en los estados financieros consolidados de E.CL a septiembre de 2012, producto de los aumentos en impuestos diferidos e impuestos a la renta del período, fue de US\$22 millones

## HECHOS POSTERIORES:

- **Detención unidades CTA y CTH:** con fecha 8 de enero de 2013, E.CL envió un hecho esencial en el que indica que con fecha 5 de enero se tomó conocimiento de daños provocados a las obras civiles de los sistemas de enfriamiento de las unidades de generación termoeléctricas CTA y CTH, cuyo origen se debería a filtraciones en dichos sistemas. Con el fin de evitar la extensión de los referidos daños y poder iniciar la reparación de las obras, se ordenó la detención de la operación de ambas unidades. Los perjuicios económicos y las posibles responsabilidades de contratistas se encuentran en evaluación. En tanto, con fecha 25 de enero, se envió otro hecho esencial informando de la reanudación de la operación de CTH, como consecuencia de la reparación provisoria de las filtraciones detectadas. En ese mismo hecho esencial se comunicó la pronta reanudación de la operación de CTA, la cual fue efectivamente sincronizada el día 28 de enero 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 diesel.

Durante el primer trimestre de 2012, el SING se caracterizó por una disminución en el costo marginal promedio mensual, el que registró US\$76,8/MWh. Esto se debió principalmente a la entrada en operación comercial durante el año anterior de nuevas centrales de generación eléctrica sobre la base de carbón –CTA y CTH de propiedad de E-CL, cada una con aproximadamente 165MW de capacidad bruta, y Angamos I y II de propiedad de AES Gener, cada una con 264MW-- lo que permitió remplazar generación térmica ineficiente por unidades de última tecnología y menor costo de operación.

Sin embargo, esta tendencia se revirtió en el segundo trimestre, durante el cual el costo marginal promedio fue de US\$119,2/MWh debido principalmente a fallas y mantenciones de centrales carboneras pertenecientes a otras compañías generadoras. Esto causó la necesidad de recurrir a combustibles de mayor costo, incluyendo diesel y GNL a precios vinculados al precio del petróleo. En tanto, en el tercer trimestre, los costos marginales promedio disminuyeron nuevamente a US\$71,4/MWh, reflejando una mayor disponibilidad del parque generador eficiente.

En el último trimestre, los costos marginales promedio aumentaron a US\$78,3/MWh, reflejando una menor disponibilidad del parque generador eficiente, en parte debido a la parada de CTH. En el mes de octubre, el costo marginal promedio fue de US\$69,1/MWh, lo que representó una disminución de 34% con respecto al mismo mes del año anterior y de un 3,9% con respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de noviembre, el costo marginal promedió los US\$81,3/MWh, lo que representó una disminución de 2,5% respecto del mismo mes del año anterior y un aumento de 17,7% respecto del mes anterior. Finalmente, en el mes de diciembre, el costo marginal fue de US\$84,5/MWh, lo que representó aumentos de 28,4% respecto del mismo mes del año anterior y de 3,9% con respecto al mes anterior. Cabe notar que estos costos marginales no incluyen los ajustes por la Resolución Ministerial 39, los que fueron más altos en el cuarto trimestre por la indisponibilidad de CTH. Al incluir los ajustes por RM39, el costo marginal promedió US\$119/MWh en el cuarto trimestre de 2012, lo que representó aumentos de 53% y 27%, comparado con el 3Q12 y 4Q11, respectivamente.

El costo marginal promedio para el año 2012 fue de US\$86,2/MWh, el que es un 10,1% inferior al del año 2011 que fue de US\$95,8/MWh. Al incluir el ajuste por RM39, el costo marginal llegó a un promedio de US\$108,4/MWh en 2012, menor que los US\$138,7/MWh del año 2011. Durante el año 2012 estos ajustes tendieron a ser menores sin embargo, en el segundo y cuarto trimestre fueron mayores debido a la indisponibilidad de las centrales térmicas Angamos y CTH, respectivamente.

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

<u>Tipo de Combustible</u>	<u>Generación por Tipo de Combustible (en GWh)</u>								<u>% Variación</u> <u>Tc/T</u>
	<u>1T 2012</u>		<u>2T 2012</u>		<u>3T 2012</u>		<u>4T 2012</u>		
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	
Hidro	25	1%	19	0%	18	0%	20	0%	9%
Carbón	3.538	86%	3.285	78%	3.443	82%	3.634	87%	6%
Gas Argentino (AES Gener)	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a
GNL	486	12%	683	16%	627	15%	489	12%	-22%
Diesel / Petróleo pesado	76	2%	204	5%	38	1%	146	3%	281%
Solar / cogeneración	-	0%	-	0%	-	0%	25	0%	-
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.124</b>	<b>100%</b>	<b>4.190</b>	<b>100%</b>	<b>4.127</b>	<b>100%</b>	<b>4.314</b>	<b>100%</b>	<b>5%</b>

Fuente: CDEC-SING

La generación por empresa en el SING durante 2012 ha sido la siguiente:

<u>Empresa</u>	<u>Generación por Empresa (en GWh)</u>								<u>% Variación</u> <u>Tc/T</u>
	<u>1T 2012</u>		<u>2T 2012</u>		<u>3T 2012</u>		<u>4T 2012</u>		
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	
AES Gener	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a
Norgener / Angamos	1.357	33%	1.178	28%	1.358	33%	1.609	39%	18%
Celta	248	6%	103	2%	269	7%	232	6%	-14%
GasAtacama	247	6%	250	6%	140	3%	139	3%	0%
E.CL (con CTH al 100%)	2.261	55%	2.642	63%	2.349	57%	2.298	56%	-2%
Otros	11	0%	16	0%	10	0%	37	1%	257%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.124</b>	<b>100%</b>	<b>4.190</b>	<b>100%</b>	<b>4.127</b>	<b>100%</b>	<b>4.314</b>	<b>105%</b>	<b>5%</b>

Fuente: CDEC-SING

Durante el cuarto trimestre se observó una disminución en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó representando un 56% de la generación en el sistema. En el tercer trimestre la Compañía tuvo centrales temporalmente fuera de servicio con mantenciones programadas y la falla de CTH la tuvo fuera de servicio durante todo el último trimestre. Cabe destacar que durante el año 2012, la central de AES Gener localizada en la región de Salta, Argentina, no despachó energía al SING. Las centrales Angamos de AES Gener aumentaron su generación en el cuarto trimestre, en tanto GasAtacama disminuyó su generación a partir de GNL producto del término del contrato de suministro con las compañías mineras pertenecientes al grupo denominado G4 a fines de septiembre de 2012.

Los mayores niveles de demanda y generación de electricidad en el SING en el cuarto trimestre se explicaron por el aumento en la producción de cobre que normalmente se registra hacia fines de cada año.

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos finalizados al 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Diciembre de 2011, los que han sido preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, y que deben ser leídos en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Superintendencia de Valores y Seguros ([www.svs.cl](http://www.svs.cl)).

### Resultados de las operaciones

## Cuarto trimestre de 2012 comparado con el tercer trimestre de 2012 y cuarto trimestre de 2011

### Ingresos operacionales

	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)						Trim. c/T	Año c/A.
	4T 2011		3T 2012		4T 2012			
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total		
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes no regulados.....	245,0	91%	195,9	81%	218,7	84%	12%	-11%
Ventas a clientes regulados.....	-		40,6	17%	39,1	15%	-4%	n.a
Ventas al mercado spot.....	17,3	9%	6,2	3%	3,0	1%	-51%	-83%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>262,3</b>	<b>96%</b>	<b>242,6</b>	<b>91%</b>	<b>260,8</b>	<b>90%</b>	<b>7%</b>	<b>-1%</b>
Ventas por distribución de gas.....	1,4	1%	0,6	0%	0,4	0%	-37%	-72%
Otros ingresos operacionales.....	75,2	3%	23,2	9%	29,0	10%	25%	-61%
				0%		0%		
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>338,8</b>	<b>100%</b>	<b>266,4</b>	<b>100%</b>	<b>290,2</b>	<b>109%</b>	<b>9%</b>	<b>-14%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados <sup>(1)</sup> .....	1.828	99%	1.793	78%	1.906	80%	6%	4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	-	0%	427	18%	442	19%	3%	n.a
Ventas de energía al mercado spot.....	60	1%	92	4%	42	2%	-55%	-31%
				0%		0%		
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>1.889</b>	<b>100%</b>	<b>2.313</b>	<b>100%</b>	<b>2.389</b>	<b>100%</b>	<b>3%</b>	<b>27%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)<sup>(2)</sup></b>	<b>138,9</b>		<b>107,1</b>		<b>113,9</b>		<b>6%</b>	<b>-18%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh)<sup>(3)</sup></b>	<b>-</b>		<b>95</b>		<b>88,3</b>		<b>-7%</b>	<b>n.a</b>

(1) Incluye 60% de las ventas de CTH.

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

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

En el cuarto trimestre de 2012 los ingresos totales de la operación aumentaron en comparación con el trimestre anterior y disminuyeron con respecto al mismo trimestre del año 2011.

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$260,8 millones, representando un incremento de 7% comparado con el trimestre anterior y una leve disminución de 1% con respecto a igual trimestre del año 2011. El incremento se debió a las mayores ventas físicas y a la mayor la tarifa promedio monómica realizada, la que pasó de US\$105/MWh en el tercer trimestre a US\$109/MWh en el cuarto trimestre de 2012. La comparación respecto al mismo trimestre del año anterior, muestra un incremento en venta física, explicado primordialmente por la incorporación del contrato de suministro con EMEL, y una importante caída en tarifas.

Las ventas a clientes no regulados llegaron a los US\$218,7 millones, un aumento de 12% con respecto al trimestre anterior y una caída de 11% con respecto al cuarto trimestre de 2012. La venta física de energía a clientes no regulados aumentó en el trimestre principalmente por incrementos en la demanda de Chuquicamata, Gaby, Zaldívar y El Abra. La tarifa monómica promedio observada de clientes no regulados cayó un 18% comparado con igual período del año anterior y aumentó un 6% con respecto al trimestre anterior. La disminución está asociada al inicio de contratos de suministro con tarifas vinculadas al costo de generación con carbón, desde que CTA y CTH entraron en régimen comercial (julio y agosto 2011, respectivamente); al término del contrato con Minera Spence; y

a cambios en la indexación de tarifas estipulados en algunos contratos. Particularmente, en el caso del cuarto trimestre hubo un cambio en la composición tarifaria de Chuquicamata que produjo una disminución en el margen eléctrico. Por otro lado, el aumento observado en la tarifa monómica promedio en el trimestre obedece al término a fines de septiembre del acuerdo con las compañías mineras para el suministro de energía generada con GNL. Bajo dicho acuerdo, las compañías generadoras compraban el combustible a las compañías mineras y vendían la electricidad generada a un precio equivalente al costo del combustible más un margen de generación. En el tercer trimestre, encontrándose estos contratos aún vigentes, el costo del combustible y la tarifa eléctrica correspondiente, presentaron niveles promedio más bajos que en trimestres anteriores. Además, en el tercer trimestre hubo un efecto negativo puntual de US\$5,6 millones producto de un acuerdo tarifario con un cliente, factor que explica en parte la recuperación de tarifas del cuarto trimestre de 2012.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US\$39,1 millones, manteniéndose en niveles similares respecto al trimestre anterior. Sin embargo, la tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró una caída de 7% con respecto al trimestre anterior debido al reajuste de tarifa aplicado a partir de agosto por una variación mayor al 10% observada en el índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa base. Posteriormente, en noviembre, con el cambio de periodo tarifario de precio de nudo, la tarifa se modificó al alza. Sin embargo, dicho reajuste no se vio reflejado en los resultados de 2012 ya que la publicación del decreto aún se encuentra pendiente. En tanto, hubo un leve incremento en las ventas físicas debido a variaciones propias del negocio de clientes regulados y aumentos en la demanda.

En términos físicos, las ventas al mercado spot mostraron una disminución en comparación con ambos trimestres; sin embargo, éstas continuaron siendo no significativas debido al alto nivel de contratación de E.CL. Los niveles de ventas al mercado spot deben analizarse en términos netos. Mientras que en el segundo trimestre de 2012 E.CL había registrado ventas netas de 28 GWh, en el tercer trimestre E.CL registró compras netas cercanas a los 238 GWh y en el cuarto trimestre registró compras netas cercanas a los 297 GWh asociados a la salida de CTH durante el periodo. Cabe destacar que la venta física de energía de CTA y de CTH en el mercado spot se comenzó a incluir en el estado de resultados a partir de su entrada en operación comercial durante el tercer trimestre de 2011. 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.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores. Cabe destacar que en este trimestre se reconocieron US\$7 millones de ingresos por indemnizaciones de seguros, incluyendo US\$4,2 millones de indemnización estimada para la falla de la turbina de CTH. En tanto en el cuarto trimestre del año 2011 se reconoció en esta partida el cobro de boletas de garantía asociado a penalidades por atrasos incurridos por el contratista en la construcción de CTA y CTH, cuyo efecto sobre los ingresos operacionales consolidados de E.CL ascendió a US\$63,2 millones.

## Costos operacionales

### Información Trimestral

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

	4T 2011		3T 2012		4T 2012		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(126,9)	55%	(100,8)	43%	(118,1)	44%	17%	-7%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(23,0)	10%	(30,2)	13%	(48,3)	21%	60%	110%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(26,3)	11%	(39,2)	17%	(34,0)	15%	-13%	29%
Otros costos directos de la operación	(54,2)	24%	(61,9)	27%	(65,5)	28%	6%	21%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(230,4)</b>	<b>95%</b>	<b>(232,1)</b>	<b>96%</b>	<b>(265,8)</b>	<b>92%</b>	<b>15%</b>	<b>15%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(11,2)	5%	(10,0)	4%	(14,3)	5%	42%	28%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	0%	(0,3)	0%	(0,3)	0%	2%	-8%
Otros ingresos/costos de la operación....	(0,3)	0%	1,9	-1%	(9,9)	3%	-628%	3577%
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(241,5)</b>	<b>100%</b>	<b>(240,5)</b>	<b>100%</b>	<b>(290,2)</b>	<b>100%</b>	<b>21%</b>	<b>20%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.390	76%	1.697	76%	1.789	78%	5%	29%
Gas.....	375	20%	489	22%	434	19%	-11%	16%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	64	3%	34	2%	58	3%	72%	-9%
Hidro.....	11	1%	10	0%	11	0%	13%	6%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.838</b>	<b>100%</b>	<b>2.229</b>	<b>100%</b>	<b>2.293</b>	<b>100%</b>	<b>3%</b>	<b>25%</b>
Menos Consumos propios.....	(148)	-8%	(161)	-7%	(161)	-7%	0%	9%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.690</b>	<b>87%</b>	<b>2.068</b>	<b>86%</b>	<b>2.131</b>	<b>87%</b>	<b>3%</b>	<b>26%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	258	13%	330	14%	323	13%	-2%	25%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>1.948</b>	<b>100%</b>	<b>2.398</b>	<b>100%</b>	<b>2.455</b>	<b>100%</b>	<b>26%</b>	<b>2%</b>

La generación bruta de electricidad aumentó 25% en el cuarto trimestre de 2012 con respecto al cuarto trimestre de 2011 debido a la mayor generación de la nueva unidad carbonera CTA, la que comenzó su operación comercial en el tercer trimestre de 2011. En tanto, el día 20 de septiembre, CTH presentó una falla que la mantuvo fuera durante prácticamente todo el trimestre. El sistema en general presentó buena disponibilidad de centrales; sin embargo, la menor disponibilidad de GNL en el sistema producto del término de los contratos con las compañías mineras con E.CL y GasAtacama, unido a la mayor demanda, hizo que los costos marginales en el cuarto trimestre fuesen un 10% mayores que los del tercer trimestre. Las compras físicas en el mercado spot se mantuvieron similares respecto al trimestre anterior, lo que implicó mayores costos dados los mayores precios observados en dicho mercado.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales parte del suministro de GNL, el diesel y los costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US\$87,97/bl durante el 4T12. Esto representó una caída trimestral de un 4,50% desde US\$92,12/bl en el 3T12 y una caída de un 6,08% anual desde US\$93,66/bl en el 4T11. En tanto, el precio del carbón experimentó fluctuaciones menores en el periodo con una tendencia a la baja. La mayor generación, el fin del suministro de GNL a menores precios promedio adquirido a las compañías mineras y la utilización de GNL de periodos anteriores indexado a diesel se reflejaron en un incremento de 17%, en la partida de combustibles en el cuarto trimestre. El mayor costo de compras realizadas en el mercado spot se debió principalmente a mayores precios.

Los otros costos directos de la operación aumentaron en el cuarto trimestre en línea con el aumento en la venta física. En esta partida se incluyen los peajes de transmisión asociados al inicio del contrato con EMEL debido al uso de líneas de sub-transmisión, los que se ven compensados por mayores ingresos por peajes de transmisión. Otros costos operacionales mostraron incrementos en el trimestre, incluyendo mayores servicios a terceros producto

de mantenimientos y reparaciones de las centrales. En tanto los gastos de administración y ventas se incrementaron básicamente por mayores gastos en asesorías asociados al desarrollo de nuevos proyectos. Por último, en la partida otros ingresos/costos se incluye una pérdida de US\$3,4 millones debida al pago por parte de YPF de su deuda por el acuerdo transaccional en pesos argentinos, así como provisiones de incobrables de US\$4,2 millones.

### *Margen Eléctrico*

	2011				TOTAL	2012				TOTAL
	1T11	2T11	3T11	4T11		1T12	2T12	3T12	4T12	
<b>Margen Eléctrico</b>										
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	281,3	317,8	271,9	262,3	1.133,2	274,8	261,4	242,6	260,8	1.039,5
Costo de combustible.....	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(126,9)	(533,0)	(103,1)	(150,6)	(100,8)	(118,1)	(472,6)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(23,0)	(119,1)	(37,4)	(14,2)	(30,2)	(48,3)	(130,1)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>114,4</b>	<b>125,1</b>	<b>129,3</b>	<b>112,4</b>	<b>481,1</b>	<b>134,2</b>	<b>96,6</b>	<b>111,6</b>	<b>94,4</b>	<b>436,8</b>
<i>Margen eléctrico</i>	41%	39%	48%	43%	42%	49%	37%	46%	36%	42%

El margen eléctrico mostró una caída en el cuarto trimestre, tanto en comparación con el trimestre anterior como con el cuarto trimestre de 2011. Los ingresos por ventas de energía y potencia mostraron un incremento en comparación con el trimestre anterior, asociado al incremento de 3% en la venta física y la mayor tarifa monómica promedio. Ésta aumentó un 4% producto del término de los contratos de suministro de GNL con compañías mineras a fines de septiembre, cuyo efecto fue en parte contrarrestado por el cambio en la indexación de la tarifa estipulado en el contrato con Chuquicamata y una nueva disminución en la tarifa promedio del contrato de EMEL que se vio afectada por los bajos niveles del índice Henry Hub. La compañía ha suscrito un contrato de suministro de largo plazo de GNL con tarifas indexadas a Henry Hub para abastecer a EMEL. Durante el cuarto trimestre de 2012, la compañía comenzó a recibir los primeros embarques con tarifas vinculadas al índice Henry Hub.

Entre tanto, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, se vio mermado por las mayores compras al mercado spot a precios más altos y generación con GNL a precios indexados al petróleo que se hicieron necesarias en gran parte debido a la parada de CTH y la mayor demanda en el trimestre. Es así que el margen eléctrico disminuyó en el cuarto trimestre con respecto al trimestre anterior. Esta disminución resulta del efecto de varios factores: efecto directo de la parada de CTH, antes de indemnizaciones de seguros, que explican alrededor de un 38% de la caída, cambios de indexación en tarifas contractuales, que explican un porcentaje similar, y finalmente un 24% que se puede atribuir al efecto del descalce del contrato EMEL.

En resumen, el aumento en el costo de combustible y el mayor precio spot superaron el incremento en los ingresos por venta de energía y potencia, con lo que la utilidad bruta del negocio de generación de electricidad en el trimestre presentó una caída de 15,4% respecto al trimestre anterior y una caída de 16,0% comparada con el mismo periodo del año anterior. Respecto al margen eléctrico en términos porcentuales, en el cuarto trimestre éste fue de un 36%, un nivel similar al observado en el segundo trimestre de 2012, cuando la compañía presentó niveles altos de generación, tanto sobre la base de carbón como con GNL a precios altos para contrarrestar la caída en la generación de centrales a carbón en el sistema.

## Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)						Trim. c/T	Año c/A
	4T 2011		3T 2012		4T 2012			
Monto	%	Monto	%	Monto	%			
Total ingresos de la operación	338,8	100%	266,4	100%	290,2	109%	9%	-14%
Total costo de ventas	(230,4)	-68%	(232,1)	-87%	(265,8)	-100%	15%	15%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>108,5</b>	32%	34,3	13%	<b>24,4</b>	9%	-29%	-78%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(11,5)	-3%	(8,5)	-3%	(24,4)	-9%	189%	113%
<b>Ganancia Operacional</b> .....	<b>96,7</b>	29%	25,9	10%	<b>(0,1)</b>	0%	-100%	-100%
Depreciación y amortización.....	26,6	8%	39,5	15%	34,2	13%	-13%	29%
Provisiones / (reversos) de incobrables	3,0	1%	-	0%	4,2	2%	n.a	40%
<b>EBITDA</b> .....	<b>126,3</b>	37%	65,3	25%	<b>38,4</b>	14%	-41%	-70%

Debido a lo explicado en el párrafo anterior, a la ausencia de los ingresos no-recurrentes significativos registrados en el 4T11, y al aumento de costos operacionales y administrativos, que crecieron en línea con el aumento en la generación de electricidad, el EBITDA presentó caídas en comparación con el tercer trimestre de 2012 y el cuarto trimestre de 2011.

## Resultados financieros

Resultados no operacionales	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)						Trim. c/T	Año c/A
	4T 2011		3T 2012		4T 2012			
Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos			
Ingresos financieros.....	0,7	0%	0,4	0%	0,6	0%	53%	-44%
Gastos financieros.....	(12,4)	-4%	(10,8)	-4%	(10,8)	-4%	1%	-13%
Diferencia de cambio.....	7,1	2%	6,5	2%	(2,0)	-1%	-131%	-7%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	0%	1,0	0%	25,2	9%	2419%	-702%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(4,8)</b>	-2%	<b>(2,8)</b>	-1%	<b>13,0</b>	4%	-562%	-41%
Ganancia antes de impuesto.....	92,0	30%	23,1	8%	12,9	4%	-44%	-75%
Impuesto a las ganancias.....	(17,4)	-6%	(26,1)	-9%	(0,3)	0%	-99%	50%
<b>Ganancia después de impuestos</b> .....	<b>74,6</b>	25%	<b>(3,0)</b>	-1%	<b>12,6</b>	4%	-516%	-104%
<b>Ganancia por acción</b> .....	<b>0,071</b>	0%	<b>(0,003)</b>	0%	<b>0,012</b>	0%	-516%	-104%

En el cuarto trimestre, la compañía registró una utilidad de US\$12,6 millones, o de US\$ 0,012 por acción.

Los gastos financieros se mantuvieron en línea con respecto al trimestre anterior y al mismo periodo del año anterior. Es importante mencionar que los gastos financieros asociados al financiamiento de proyecto de CTA dejaron de ser activados a partir del 15 de julio de 2011, luego de la entrada en operación comercial del proyecto.

Las pérdidas de cambio alcanzaron US\$2,0 millones, la que contrasta con utilidades de cambio de US\$6,5 millones en el trimestre anterior y de US\$7,1 millones en el mismo trimestre del año anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó por el efecto de la apreciación del peso en el trimestre sobre ciertos activos en pesos.

Los otros ingresos no operacionales se vieron afectados por el reconocimiento de una utilidad de US\$25,4 millones antes de impuestos en la venta de la línea de transmisión Crucero – Lagunas.

Respecto al impuesto a la ganancia, en septiembre se publicó la ley de Reforma Tributaria, por lo que ahora la tasa de cálculo del impuesto es de un 20%.

## Año 2012 comparado con año 2011

### Ingresos operacionales

#### Información a Diciembre 2012

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

	<b>12M 2011</b>		<b>12M 2012</b>		<b>Variación</b>	
	<b>Monto</b>	<b>%</b>	<b>Monto</b>	<b>%</b>	<b>Monto</b>	<b>%</b>
<b>Ingresos de la operación</b>						
Ventas a clientes no regulados.....	1.071,6	95%	839,6	81%	(231,9)	-22%
Ventas a clientes regulados.....	-		166,4	16%	166,4	n.a
Ventas al mercado spot.....	61,6	5%	33,6	3%	(28,1)	-46%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>1.133,2</b>	90%	<b>1.039,5</b>	92%	<b>(93,7)</b>	-8%
Ventas por distribución de gas.....	5,6	0%	2,7	0%	(3,0)	-53%
Otros ingresos operacionales.....	117,7	9%	88,0	8%	(29,8)	-25%
Total ingresos operacionales.....	<b>1.256,6</b>	100%	<b>1.130,2</b>	100%	<b>(126,4)</b>	-10%
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	7.356	98%	7.167	78%	(189)	-3%
Ventas de energía a clientes regulados.....	-	0%	1.699	19%	1.699	n.a
Ventas de energía al mercado spot.....	124	2%	309	3%	186	150%
Total ventas de energía.....	<b>7.480</b>	100%	<b>9.175</b>	100%	<b>1.695</b>	23%
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)<sup>(2)</sup></b>	<b>151,5</b>		<b>116,8</b>		<b>(34,7)</b>	-23%
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)<sup>(3)</sup></b>	-		<b>97,9</b>		-	-

(1) Incluye 60% 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 el año 2012 los ingresos totales de la operación disminuyeron un 10% en comparación con el año 2011.

Las ventas a clientes regulados, que comenzaron en 2012, llegaron a los US\$166,4 millones; sin embargo, no alcanzaron a compensar la caída de 22% en las ventas a clientes no regulados. Como resultado, los ingresos por venta de energía y potencia disminuyeron un 8% con respecto al año anterior. Esto se explica por la combinación de mayores ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio.

El aumento en la venta física está fundamentalmente explicado por el inicio del contrato con EMEL en enero de 2012, que significó mayores ventas de energía por 1.699 GWh en el periodo. Por otra parte, durante 2012 las ventas físicas de energía a clientes no regulados disminuyeron un 5% por varias razones: En el primer trimestre, se registró una menor demanda de algunas minas como Chuquicamata, Radomiro Tomic, El Abra y Zaldívar asociada a los efectos del invierno boliviano en la zona cordillerana. Asimismo, Minera Esperanza reportó ciertos problemas operacionales en sus faenas en la primera parte del año. Por último, el contrato con Minera Spence terminó en julio de 2011. No fue sino hasta el segundo semestre en que esta tendencia comenzó a revertirse.

Nuestro parque generador mostró un buen desempeño operacional en este periodo aun cuando se realizaron mantenencias programadas a las unidades U16, U12, U13, U15, CTM1 y CTM2 y se registró una falla relevante en CTH en la segunda mitad de septiembre que se extendió hasta fines de diciembre. Debido a los buenos niveles de generación de E.CL y a la indisponibilidad de otras centrales del sistema, especialmente en el segundo trimestre, E.CL registró ventas al mercado spot por 300 GWh, un alza en comparación con solo 124 GWh el año pasado.

Las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados mostraron una caída de 23% con respecto al año anterior, confirmando la tendencia a la baja observada desde principios del año pasado. Esta baja está asociada al inicio de contratos de suministro con tarifas vinculadas al costo de generación con carbón, desde que CTA y CTH entraron en régimen comercial (julio y agosto 2011, respectivamente); al término del contrato con Minera Spence; a cambios en la indexación de tarifas estipulados en algunos contratos y a los menores precios promedio del GNL adquirido a compañías mineras. La tarifa monómica promedio de clientes regulados se situó en los US\$97,9/MWh, por debajo de la tarifa promedio de clientes no regulados, debido a los bajos niveles alcanzados por el índice Henry Hub.

Normalmente, los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantenimiento de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores. Sin embargo, estos ingresos fueron particularmente elevados el año 2011 debido a que en el cuarto trimestre se incluyó un monto de US\$63,2 millones asociado al cobro de boletas de garantía que hizo efectivas las penalidades por atrasos incurridos por el contratista en la construcción de CTA y CTH. En tanto, en el cuarto trimestre de 2012 se incluyó un monto de US\$7 millones en compensaciones de seguros, las cuales incluyen US\$4,2 millones asociados a la indemnización del seguro por la falla en la turbina de CTH.

### Costos operacionales

#### Información a Diciembre 2012

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

	12M - 2011		12M - 2012		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
<b>Costos de la operación</b>						
Combustibles.....	(533,0)	56%	(472,6)	48%	60,4	-11%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(119,1)	12%	(130,1)	13%	(11,1)	9%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(109,3)	11%	(134,9)	14%	(25,7)	23%
Otros costos directos de la operación	(194,0)	20%	(238,9)	24%	(44,9)	23%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(955,4)</b>	<b>95%</b>	<b>(976,6)</b>	<b>95%</b>	<b>(21,2)</b>	<b>2%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(46,2)	5%	(49,7)	5%	(3,5)	8%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,2)	0%	(1,1)	0%	0,1	-12%
Otros ingresos/costos.....	1,0	0%	(4,1)	0%	(5,1)	-537%
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(1.001,8)</b>	<b>100%</b>	<b>(1.031,4)</b>	<b>100%</b>	<b>(29,7)</b>	<b>3%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	5.368	74%	7.162	78%	1.794	33%
Gas.....	1.504	21%	1.728	19%	224	15%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	318	4%	224	2%	(94)	-29%
Hidro.....	40	1%	49	1%	8	20%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>7.230</b>	<b>100%</b>	<b>9.163</b>	<b>100%</b>	<b>1.933</b>	<b>27%</b>
Menos Consumos propios.....	(526)	-7%	(663)	-7%	(138)	26%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>6.705</b>	<b>87%</b>	<b>8.500</b>	<b>89%</b>	<b>1.795</b>	<b>27%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	1.009	13%	1.065	11%	55	5%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>7.714</b>	<b>100%</b>	<b>9.564</b>	<b>100%</b>	<b>1.851</b>	<b>24%</b>

Nuestra generación bruta aumentó en 2012, debido a la mayor generación de nuestras nuevas unidades carboneras CTA y CTH. La generación en base a carbón aumentó desde un 74% a un 78% de la generación total de

E.CL, desplazando a la generación en base a petróleo diesel y petróleo pesado. Sin embargo, la generación a carbón se vio afectada por las mantenciones programadas de varias de nuestras unidades y la falla de CTH en el último trimestre.

Pese al incremento de la generación bruta y a los precios relativamente estables de los combustibles (el índice WTI promedió US\$94,10/bl en 2012 vs. US\$94,70/bl en 2011), el costo de combustibles disminuyó principalmente por el uso de una mezcla de combustibles de menor costo y por el menor precio promedio al que el GNL fue comprado a compañías mineras. El costo de compras de energía y potencia al mercado spot aumentó principalmente por las mayores compras físicas y mayores precios promedio. Esto último se dio a pesar de la disminución del costo marginal promedio con respecto al año anterior ya que parte de nuestras compras en el mercado spot se dio durante la falla de CTH en que se registraron costos marginales más altos.

La depreciación del período registró un aumento debido a la depreciación de las nuevas centrales que entraron en operación a mediados de 2011 y a la depreciación de activos asociados a mantenciones mayores e inversiones en mejoras medioambientales.

Los otros costos directos de la operación aumentaron principalmente por mayores peajes de transmisión asociados al inicio del contrato con EMEL debido al uso de líneas de sub-transmisión, los que son compensados por mayores ingresos por peajes, así como a mayores costos de servicios de muelle. También se observó un aumento en las primas de seguros producto de la inclusión de nuevas centrales en la póliza, la contratación de coberturas adicionales para riesgo sísmico y el encarecimiento de las primas después de las grandes catástrofes naturales ocurridas en Chile y el mundo en los últimos años. En tanto los gastos de administración y ventas se incrementaron básicamente por mayores gastos en asesorías asociados al desarrollo de nuevos proyectos.

### Resultado operacional

#### Información a Diciembre 2012

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

EBITDA	12M - 2011		12M- 2012		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.256,6	100%	1.130,2	100%	(126,4)	-10%
Total costo de ventas	(955,4)	-76%	(976,6)	-86%	(21,2)	2%
<b>Ganancia bruta.....</b>	<b>301,2</b>	24%	<b>153,6</b>	14%	<b>(147,6)</b>	<b>-49%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(46,4)	-4%	(54,9)	-5%	(8,5)	18%
<b>Ganancia Operacional.....</b>	<b>254,8</b>	20%	<b>98,7</b>	9%	<b>(156,1)</b>	<b>-61%</b>
Depreciación y amortización.....	110,5	9%	136,0	12%	25,5	23%
Provisiones de incobrables (reversos)	3,0	-	4,2	-	1,2	40%
<b>EBITDA.....</b>	<b>368,3</b>	29%	<b>238,9</b>	21%	<b>(129,4)</b>	<b>-35%</b>

El año 2012 el EBITDA alcanzó US\$238,9 millones, una disminución de 35% con respecto al año anterior. Esto se debió principalmente a la ausencia de ingresos no-recurrentes registrados en 2011, a la caída en las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados y a menores tarifas cobradas a clientes regulados producto de los bajos niveles de precios del GNL según el índice Henry Hub. Si bien E.CL suscribió un contrato de abastecimiento de GNL de largo plazo también indexado a Henry Hub, no fue sino hasta mediados del último trimestre en que E.CL comenzó a recibir embarques con precios vinculados al Henry Hub, mientras que el contrato con EMEL se inició en enero de 2012. Este descalce temporal asociado al contrato con clientes regulados contribuyó a la caída del resultado operacional el año 2012.

## Resultados financieros

### Información a Diciembre 2012 (En millones de US\$, excepto por porcentajes)

	<u>12M - 2011</u>		<u>12M - 2012</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
<b>Resultados no operacionales</b>						
Ingresos financieros.....	3,9	0%	2,4	0%	(1,5)	-39%
Gastos financieros.....	(30,4)	-4%	(44,1)	-5%	(13,7)	45%
Diferencia de cambio.....	(1,6)	0%	9,2	1%	10,8	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(1,0)	0%	25,5	3%	26,5	-2741%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(29,1)</b>	<b>-4%</b>	<b>(7,0)</b>	<b>-1%</b>	<b>22,1</b>	<b>-76%</b>
Ganancia antes de impuesto.....	225,7	28%	91,7	10%	(133,9)	-59%
Impuesto a las ganancias.....	(47,1)	-6%	(35,5)	-4%	11,5	-24%
<b>Ganancia después de impuestos.....</b>	<b>178,6</b>	<b>22%</b>	<b>56,2</b>	<b>6%</b>	<b>(122,4)</b>	<b>-69%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,170</b>		<b>0,053</b>		<b>(0,116)</b>	<b>-69%</b>

Los gastos financieros mostraron un incremento de US\$13,7 millones debido a los gastos financieros del financiamiento de proyecto de CTA que dejaron de activarse a contar del inicio de la operación comercial del proyecto el 15 de julio de 2011.

La utilidad de cambio alcanzó US\$ 9,2 millones, lo que contrasta con la pérdida de cambio del año anterior.

### Ganancia neta

La utilidad después de impuesto mostró una caída de US\$122,4 millones comparado con el año anterior, llegando a los US\$56,2 millones, principalmente debido a la disminución de ingresos no-recurrentes, al menor resultado operacional en gran parte explicado por el descalce temporal en el contrato de EMEL, a los mayores gastos financieros y a la ley de Reforma Tributaria, que tuvo un efecto negativo en los impuestos diferidos y en los impuestos corrientes del último trimestre. Las utilidades en la venta de la línea de transmisión Crucero-Lagunas ayudaron a compensar en parte los efectos anteriormente mencionados.

### Liquidez y recursos de capital

A fines de diciembre de 2012, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$184 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$770 millones, de la cual US\$11,8 millones tienen vencimiento dentro de un año.<sup>1</sup>

<sup>(1)</sup> 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 Diciembre 2012**

(En millones de US\$)

<b>Estado de flujo de efectivo</b>	<b><u>2011</u></b>	<b><u>2012</u></b>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	417,5	221,5
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(183,9)	(177,2)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(189,9)</u>	<u>(53,7)</u>
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b><u>43,7</u></b>	<b><u>(9,4)</u></b>

**Flujos de caja provenientes de la operación**

El flujo de caja proveniente de la operación mostró una disminución significativa en 2012 con respecto al año anterior. Un 40% de esta disminución se explica por el cobro en 2011 de boletas de garantía por el atraso en la construcción de CTA y CTH. Un 20% se explica por mayores pagos netos de IVA e impuesto a la renta debido a que en 2011 hubo mayores recuperaciones de IVA en CTA y CTH. Un 28% se debe a menores ingresos de la operación propiamente tales, y el resto se debe a varias razones, entre las cuales se observan mayores pagos de primas de seguro y de gastos financieros asociados al bono 144-A. En el año 2011 sólo se realizó el pago correspondiente a Julio 2011 en tanto en el año 2012 fue el primer año donde se realizaron dos pagos semestrales de intereses.

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

Nuestras inversiones más significativas en los últimos tres años han sido aquéllas relacionadas con los proyectos CTA y CTH y los activos de transmisión necesarios para transportar la energía generada por CTA y CTH hasta las faenas mineras de sus respectivos clientes. A partir de 2010, bajo IFRS, hemos reconocido un 60% de las inversiones en activo fijo de CTH en proporción a nuestra participación accionaria en el proyecto. Además de la inversión en estos proyectos, hemos invertido en la mantención mayor de nuestras plantas de generación, reacondicionamiento de equipos, y mejoras con fines ambientales.

Nuestras inversiones en activos fijos durante los años 2012 y 2011 ascendieron a los US\$176 millones y US\$120,6 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

**Inversiones en activos fijos****Información a Diciembre 2012**

(En millones de US\$)

<b>CAPEX</b>	<b><u>2011</u></b>	<b><u>2012</u></b>
CTA.....	28,0	29,9
CTH <sup>(1)</sup> .....	20,0	18,4
Central Tamaya.....	-	-
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	-	11,0
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	24,0	28,2
Mejoras Medioambientales .....	16,0	71,0
Otros	<u>32,6</u>	<u>17,4</u>
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b><u>120,6</u></b>	<b><u>176,0</u></b>

(1) Bajo IFRS se reconocen 60% 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, y reducir a niveles -incluso más bajos que los exigidos por la ley- el material particulado y los gases que se emiten a la atmósfera de sus centrales termoeléctricas. En el último trimestre E.CL dio un nuevo paso en su plan para reducir sus emisiones al poner en marcha su quinto Filtro de Mangas, el cual fue instalado en la unidad 15 (132 MW) de la Central Tocopilla y comenzó a operar durante el mes de octubre.

A la fecha, la compañía ha instalado cinco filtros de mangas, los que corresponden a las unidades 1 y 2 de la Central Mejillones y a las unidades 12, 13 y 15 de la Central Tocopilla. Sólo queda por instalar el Filtro de Mangas de la unidad 14 de la Central Tocopilla, el cual se espera quede operativo durante el primer trimestre de 2013.

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

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el año 2012 fueron las siguientes:

- En los días 15 de enero y 15 de julio de 2012, E.CL pagó intereses del bono 144-A por la cantidad de US\$11,25 millones en cada fecha.
- El 16 de mayo de 2012, E.CL pagó dividendos por un monto de US\$62,3 millones, con cargo a las utilidades del año 2011.
- El día 15 de junio de 2012, CTA pagó la tercera cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US\$3,3 millones más los intereses devengados en el período.
- El día 31 de julio, E.CL adquirió la deuda de Inversiones Hornitos (CTH) con su accionista Inversiones Punta de Rieles Ltda. la que ascendía a US\$76 millones, quedando E.CL como único acreedor de Inversiones Hornitos con una deuda total de US\$190 millones. Para el financiamiento parcial de esta operación, E.CL tomó un crédito de corto plazo por US\$50 millones con el Banco Itaú con vencimiento el día 29 de Octubre de 2012, el que fue pagado en dicha fecha.
- El día 30 de octubre, CTA recibió un monto de US\$93,7 millones correspondientes al último desembolso del financiamiento de proyecto liderado por los bancos IFC y KfW. El día 31 de octubre, CTA procedió a transferir la totalidad de dicha suma a E.CL como pago parcial del financiamiento otorgado por esta última durante la construcción de la central.
- El día 17 de diciembre de 2012, CTA pagó la cuarta cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US\$4 millones más los intereses devengados en el período.

### ***Obligaciones contractuales***

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre 2012. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de deuda, los que pueden diferir de los montos reportados bajo la metodología IFRS en nuestros balances.

#### **Obligaciones Contractuales al 31/12/12**

Períodos de vencimiento de pagos

(En millones de US\$)

	<b><u>Total</u></b>	<b><u>&lt; 1 año</u></b>	<b><u>1 - 3 años</u></b>	<b><u>3 - 5 años</u></b>	<b><u>Más de 5 años</u></b>
Deuda bancaria.....	369,8	11,8	28,2	34,2	295,6
Bonos (144 A/Reg S.....)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....	1,2	1,0	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados.....	11,0	11,0	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	35,8	-	-	-	35,8
<b>Total</b>	<b>817,8</b>	<b>23,8</b>	<b>28,3</b>	<b>34,2</b>	<b>731,5</b>

Al 31 de diciembre de 2012, la deuda bancaria incluía los giros bajo el financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra filial, CTA. A dicha fecha el financiamiento de proyecto de CTA ascendía a un monto de capital total de US\$369,8 millones, pagadero en cuotas semestrales crecientes, siendo la más cercana la cuota pagadera el 17 de junio de 2013, 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.

Otras deudas incluyen US\$1,2 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$35,8 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. Un monto equivalente ha sido debitado a nuestras cuentas de patrimonio.

### 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 24 de abril de 2012 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 50% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2011.

Los pagos de dividendos efectuados durante 2010, 2011 y 2012 se presentan en el siguiente cuadro:

<b>Dividendos efectivamente pagados por ECL en 2010, 2011 y 2012</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

### 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.

### **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 5% 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. Hemos ocasionalmente tomado contratos de cobertura (“forwards”) para cubrir parcialmente la exposición de este y otros activos al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio. 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.

### **Riesgo de tasa de interés**

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 31 de diciembre de 2012, un 82% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$ 769,8 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 31 de Diciembre de 2012**

Vencimiento contractual

(En millones de US\$)

	<b>Tasa de interés promedio</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017 v más</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Tasa Fija</b>							
	Tasa fija base según swap de						
(US\$)	3,665% p.a. + spread de 2.50% <sup>(1)</sup>	7,2	7,8	9,5	10,2	193,3	228,0
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
<b>Tasa variable</b>							
(US\$)	LIBOR (180) + 2.50% p.a. <sup>(1)</sup>	4,5	4,9	6,0	6,4	119,9	141,8
<b>Total</b> <sup>(2)</sup>		<b>11,8</b>	<b>12,8</b>	<b>15,5</b>	<b>16,6</b>	<b>713,2</b>	<b>769,8</b>

(1) Corresponde a la tasa de interés actual del financiamiento de proyecto de IFC y KfW para CTA. El margen de 2,5% p.a. sobre LIBOR aumenta en 0,25% cada tres años comenzando el 30 de abril de 2013.

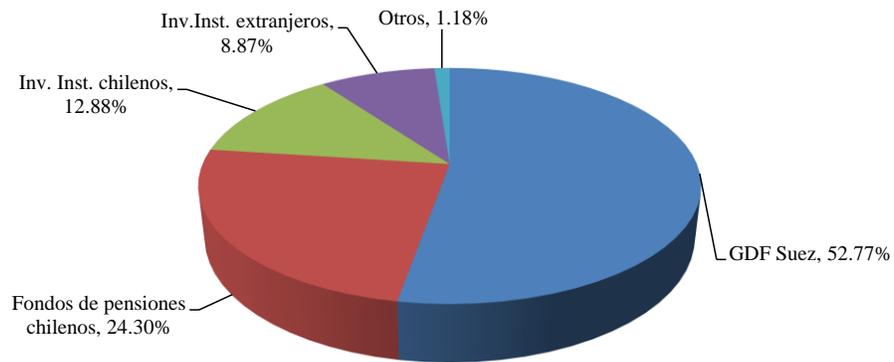
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

### **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 31 de diciembre de 2012

N° de accionistas: 1.954



N°TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

## ANEXO 1

### ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	Ventas Física (en GWh)									
	2011				2011	2012				
	1T11	2T11	3T11	4T11		1T12	2T12	3T12	4T12	2012
<b>Ventas físicas</b>										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.800	1.904	1.828	1.824	7.356	1.726	1.742	1.793	1.906	7.167
Ventas de energía a clientes regulados	-	-	-	64	124	417	412	427	442	1.699
Ventas de energía al mercado spot	0	-	60,3	63,6	123,9	113	62	92	42	309
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>1.800</b>	<b>1.904</b>	<b>1.889</b>	<b>1.888</b>	<b>7.480</b>	<b>2.256</b>	<b>2.216</b>	<b>2.313</b>	<b>2.389</b>	<b>9.175</b>
<b>Generación bruta por combustible</b>										
Carbón.....	1.167	1.304	1.508	1.390	5.368	1.804	1.872	1.697	1.789	7.162
Gas.....	391	396	342	375	1.504	258	548	489	434	1.728
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	119	96	39	64	318	53	80	34	58	224
Hidro.....	13	9	8	11	40	17	11	10	11	49
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.689</b>	<b>1.805</b>	<b>1.897</b>	<b>1.838</b>	<b>7.230</b>	<b>2.131</b>	<b>2.510</b>	<b>2.229</b>	<b>2.293</b>	<b>9.163</b>
Menos Consumos propios.....	(100,1)	(127,1)	(150,0)	(148,4)	(525,6)	(164,3)	(176,9)	(160,8)	(161,2)	(663,3)
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.589</b>	<b>1.678</b>	<b>1.747</b>	<b>1.690</b>	<b>6.705</b>	<b>1.967</b>	<b>2.333</b>	<b>2.068</b>	<b>2.131</b>	<b>8.500</b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>										
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	289	266	196	258	1.009	378	34	330	323	1.065
	<b>1.878</b>	<b>1.944</b>	<b>1.943</b>	<b>1.948</b>	<b>7.714</b>	<b>2.344</b>	<b>2.367</b>	<b>2.398</b>	<b>2.455</b>	<b>9.564</b>

**Estado de resultados trimestrales**  
(En millones de US\$)

**IFRS**

**Ingresos de la operación**

	<u>1T11</u>	<u>2011</u> <u>2T11</u>	<u>3T11</u>	<u>4T11</u>	<u>12M11</u>
Ventas a clientes regulados.....					1.071,6
Ventas a clientes no regulados.....	267,4	307,2	252,0	245,0	61,6
Ventas al mercado spot y ajustes.....	13,9	10,6	19,9	17,3	
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>281,3</b>	<b>317,8</b>	<b>271,9</b>	<b>262,3</b>	<b>1.133,2</b>
Ventas por distribución de gas.....	1,5	1,5	1,2	1,4	5,6
Otros ingresos operacionales.....	19,3	11,5	11,8	75,2	117,7
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>302,1</b>	<b>330,8</b>	<b>284,9</b>	<b>338,8</b>	<b>1.256,6</b>

**Costos de la operación**

Combustibles.....	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(126,9)	(533,0)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(23,0)	(119,1)
Otros costos directos de la operación	(24,9)	(26,0)	(32,1)	(26,3)	(109,3)
	(46,8)	(42,0)	(51,0)	(54,2)	(194,0)

**Total costos directos de ventas.....**

	<b>(238,5)</b>	<b>(260,7)</b>	<b>(225,8)</b>	<b>(230,4)</b>	<b>(955,4)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(10,0)	(14,5)	(10,5)	(11,2)	(46,2)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(1,2)
Otros ingresos de la operación.....	0,7	0,3	0,3	(0,3)	1,0

**Total costos de la operación.....**

	<b>(248,1)</b>	<b>(275,2)</b>	<b>(236,9)</b>	<b>(241,5)</b>	<b>(1.001,8)</b>
--	----------------	----------------	----------------	----------------	------------------

**Ganancia operacional.....**

	<b>54,0</b>	<b>55,6</b>	<b>48,6</b>	<b>96,7</b>	<b>254,8</b>
--	-------------	-------------	-------------	-------------	--------------

**EBITDA.....**

	<b>79,2</b>	<b>81,9</b>	<b>81,0</b>	<b>126,3</b>	<b>368,3</b>
--	-------------	-------------	-------------	--------------	--------------

Ingresos financieros.....	1,0	1,2	0,9	0,7	3,9
Gastos financieros.....	(3,7)	(4,1)	(10,2)	(12,4)	(30,4)
Diferencia de cambio.....	(5,9)	10,6	(13,5)	7,1	(1,6)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	(0,2)	(0,5)	(0,2)	(1,0)

**Total resultado no operacional**

	<b>(8,7)</b>	<b>7,6</b>	<b>(23,2)</b>	<b>(4,8)</b>	<b>(29,1)</b>
Ganancia antes de impuesto.....	45,3	63,0	25,4	92,0	225,7
Impuesto a las ganancias.....	(11,3)	(12,9)	(5,4)	(17,4)	(47,1)

**Ganancia después de impuestos.....**

	<b>34,0</b>	<b>50,1</b>	<b>19,9</b>	<b>74,6</b>	<b>178,6</b>
--	-------------	-------------	-------------	-------------	--------------

**Ganancia por acción.....**

	<b>0,032</b>	<b>0,048</b>	<b>0,019</b>	<b>0,071</b>	<b>0,170</b>
--	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

	<u>2012</u>				
	<u>1T12</u>	<u>2T12</u>	<u>3T12</u>	<u>4T12</u>	<u>12M12</u>
Ventas a clientes regulados.....	46,8	40,0	40,6	39,1	166,4
Ventas a clientes no regulados.....	215,9	209,1	195,9	218,7	839,6
Ventas al mercado spot y ajustes.....	12,1	12,3	6,2	3,0	33,6
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>274,8</b>	<b>261,4</b>	<b>242,6</b>	<b>260,8</b>	<b>1.039,5</b>
Ventas por distribución de gas.....	1,0	0,7	0,6	0,4	2,7
Otros ingresos operacionales.....	16,3	19,5	23,2	29,0	88,0
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>292,1</b>	<b>281,5</b>	<b>266,4</b>	<b>290,2</b>	<b>1.130,2</b>
Combustibles.....	(103,1)	(150,6)	(100,8)	(118,1)	(472,6)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(37,4)	(14,2)	(30,2)	(48,3)	(130,1)
Otros costos directos de la operación	(31,6)	(30,2)	(39,2)	(34,0)	(134,9)
	(56,3)	(55,2)	(61,9)	(65,5)	(238,9)
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(228,4)</b>	<b>(250,3)</b>	<b>(232,1)</b>	<b>(265,8)</b>	<b>(976,6)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	(13,1)	(10,0)	(14,3)	(49,7)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(1,1)
Otros ingresos de la operación.....	1,1	2,7	1,9	(9,9)	(4,1)
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(239,8)</b>	<b>(260,9)</b>	<b>(240,5)</b>	<b>(290,2)</b>	<b>(1.031,4)</b>
<b>Ganancia operacional.....</b>	<b>52,3</b>	<b>20,6</b>	<b>25,9</b>	<b>(0,1)</b>	<b>98,7</b>
<b>EBITDA.....</b>	<b>84,1</b>	<b>51,1</b>	<b>65,3</b>	<b>38,4</b>	<b>238,9</b>
Ingresos financieros.....	0,9	0,4	0,4	0,6	2,4
Gastos financieros.....	(11,4)	(11,1)	(10,8)	(10,8)	(44,1)
Diferencia de cambio.....	5,8	(1,2)	6,5	(2,0)	9,2
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,1)	(0,5)	1,0	25,2	25,5
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(4,8)</b>	<b>(12,4)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>13,0</b>	<b>(7,0)</b>
Ganancia antes de impuesto.....	47,5	8,2	23,1	12,9	91,7
Impuesto a las ganancias.....	(7,4)	(1,7)	(26,1)	(0,3)	(35,5)
<b>Ganancia después de impuestos.....</b>	<b>40,1</b>	<b>6,6</b>	<b>(3,0)</b>	<b>12,6</b>	<b>56,2</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,038</b>	<b>0,006</b>	<b>(0,003)</b>	<b>0,012</b>	<b>0,053</b>

**Balance Trimestral**

(En millones de US\$)

	2011				2012			
	31-Mar-11	30-Jun-11	30-Sep-11	31-Dec-11	31-Mar-12	30-Jun-12	30-Sep-12	31-Dec-12
<b>Activo corriente</b>								
Efectivo y efectivo equivalente (1)	156,8	163,4	79,3	192,6	233,6	172,4	200,2	184,1
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	240,6	231,4	204,5	188,5	244,9	260,1	257,7	187,0
Impuestos por recuperar	44,5	30,2	39,4	52,5	58,1	29,3	40,8	58,2
Otros activos corrientes	272,1	199,6	234,8	199,9	192,8	200,4	170,6	192,4
<b>Total activos corrientes</b>	<b>713,9</b>	<b>624,6</b>	<b>557,9</b>	<b>633,4</b>	<b>729,5</b>	<b>662,2</b>	<b>669,3</b>	<b>621,7</b>
<b>Activos no corrientes</b>								
Propiedades, planta y equipos - neto	1.753,1	1.739,9	1.782,2	1.791,5	1.788,5	1.804,9	1.813,6	1.827,6
Otros activos no corrientes	403,5	407,6	394,1	386,1	375,7	375,5	375,9	441,9
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>2.870,5</b>	<b>2.772,1</b>	<b>2.734,2</b>	<b>2.811,0</b>	<b>2.893,7</b>	<b>2.842,5</b>	<b>2.858,8</b>	<b>2.891,2</b>
<b>Pasivos corrientes</b>								
Deuda financiera	64,3	66,0	12,9	17,9	12,5	18,0	66,9	20,6
Otros pasivos corrientes	308,7	218,4	219,3	242,3	301,0	276,3	223,3	209,3
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>373,0</b>	<b>284,3</b>	<b>232,2</b>	<b>260,2</b>	<b>313,5</b>	<b>294,3</b>	<b>290,2</b>	<b>229,9</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>								
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	659,9	663,3	689,8	685,5	686,0	689,1	690,4	774,2
Otros pasivos de largo plazo	180,8	187,2	187,6	187,5	185,7	184,8	206,8	202,0
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>840,7</b>	<b>850,5</b>	<b>877,4</b>	<b>873,0</b>	<b>871,7</b>	<b>873,9</b>	<b>897,2</b>	<b>976,1</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>1.656,8</b>	<b>1.637,2</b>	<b>1.624,7</b>	<b>1.677,8</b>	<b>1.708,5</b>	<b>1.674,3</b>	<b>1.671,4</b>	<b>1.685,2</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>2.870,5</b>	<b>2.772,1</b>	<b>2.734,2</b>	<b>2.811,0</b>	<b>2.893,7</b>	<b>2.842,5</b>	<b>2.858,8</b>	<b>2.891,2</b>

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

## CONFERENCIA TELEFONICA YE2012

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de diciembre de 2012, el día viernes 1 de febrero 2013 a las 09:00 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.: 91178054**, 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 91178054**. La repetición estará disponible hasta el día 8 de febrero de 2013.