

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$ 43,6 MILLONES Y EBITDA DE US\$ 200,5 MILLONES EN EL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADO EN SEPTIEMBRE DE 2012.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$ 65,3 MILLONES EN EL TRIMESTRE, LO QUE REPRESENTA UN INCREMENTO DE 28% RESPECTO AL TRIMESTRE ANTERIOR. LOS INGRESOS DE LA COMPAÑÍA DISMINUYERON DEBIDO AL MENOR PRECIO MONOMICO PROMEDIO, EL QUE CONTRARRESTÓ EL AUMENTO DE LAS VENTAS FÍSICAS DE ENERGÍA EXPLICADO POR EL INICIO DEL CONTRATO DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS. POR SU PARTE, EL RESULTADO DEL EJERCICIO DEL TERCER TRIMESTRE ALCANZÓ UNA PÉRDIDA DE US\$3,0 MILLONES, DEBIDO PRINCIPALMENTE AL EFECTO DE LA PUBLICACIÓN DE LA LEY DE REFORMA TRIBUTARIA, LA QUE SIGNIFICÓ UN IMPACTO NEGATIVO DE US\$ 22 MILLONES.

- **El resultado operacional** del tercer trimestre alcanzó los US\$25,9 millones, lo que representa un disminución de 47% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior. En el acumulado, el resultado operacional disminuyó un 38%. Esto se explica mayormente por el descalce temporal entre la fecha de inicio del contrato con clientes regulados y la entrada de vigencia del contrato de suministro de combustible asociado a éste, así como también por adecuaciones de tarifas a la nueva realidad del parque generador de la compañía, en el cual la generación a carbón presenta un mayor peso relativo.
- **El EBITDA** del tercer trimestre alcanzó US\$65,3 millones, equivalente a una disminución de 19% respecto al mismo trimestre del año anterior. En términos acumulados, la disminución fue de un 17%.
- **El resultado del ejercicio** del tercer trimestre alcanzó una pérdida US\$3,0 millones lo que representa una caída de 115% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior, debido principalmente al efecto de la publicación de la ley de Reforma Tributaria, la que significó reconocer impactos en impuestos diferidos e impuestos a la renta, producto del alza de la tasa de impuesto a la renta desde un 17% a un 20%. El impacto para E-CL fue de US\$22 millones. En los primeros nueve meses del año, la utilidad neta disminuyó un 58%.
- **La generación de energía** en los primeros nueve meses de 2012 aumentó un 27% debido al buen desempeño de todo el parque generador de E.CL y la contribución de las nuevas centrales de carbón CTA y CTH.

Resumen de resultados
(En millones de US\$)

	3T11	3T12	Var %	9M2011	9M2012	Var %
Total ingresos operacionales	284.9	266.4	-6%	917.7	840.0	-8%
Ganancia operacional	48.6	25.9	-47%	158.1	98.8	-38%
EBITDA	81.0	65.3	-19%	242.0	200.5	-17%
Total resultado no operacional	(23.2)	(2.8)	-88%	(24.4)	(20.0)	-18%
Ganancia después de impuestos	19.9	(3.0)	-115%	104.0	43.6	-58%
Ganancia por acción	0.02	(0.00)	-115%	0.10	0.04	-58%
Ventas de energía (Gwh)	1,889	2,313	22%	5,592	6,785	21%
Generación de energía (Gwh)	1,747	2,068	18%	5,015	6,368	27%
Compras de energía al mercado spot (Gwh)	266	34	-87%	555	412	-26%

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 2011, E.CL mantenía un 51% 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.

HECHOS DESTACADOS

➤ **TERCER TRIMESTRE DE 2012:**

- **Ley de Reforma Tributaria:** En septiembre de 2012 se publicó la reforma tributaria la 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.

➤ **PRIMER SEMESTRE DE 2012:**

- **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 7 de junio de 2012 tras la aprobación de los accionistas de IPR, GDF Suez adquirió el 30% de IPR. 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.

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. Dada 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 del 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 mantenencias 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 mes de julio, el costo marginal promedio fue de US\$73,8/MWh, lo que representó una disminución de 3,5% respecto al mismo mes del año anterior y de un 44,6% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de agosto, el costo marginal promedió los US\$67,6/MWh, lo que representó una disminución de 9,1% respecto al mismo mes del año anterior y una caída de 8,5% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de septiembre, el costo marginal fue de US\$72,9/MWh, lo que representó aumentos de 9,4% respecto al mismo mes del año anterior y de 7,9% respecto al mes anterior. Cabe notar que estos costos marginales no incluyen los ajustes por la Resolución Ministerial 39.

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>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%	-6%
Carbón	3.538	86%	3.285	78%	3.443	82%	5%
Gas Argentino (AES Gener)	-	-	-	-	-	-	n.a
GNL	486	12%	683	16%	627	15%	-8%
Diesel / Petróleo pesado	76	2%	204	5%	38	1%	-81%
Total generación bruta SING	4.124	100%	4.190	100%	4.127	100%	-2%

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>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	
AES Gener	-	-	-	-	-	-	<i>n.a</i>
Norgener / Angamos	1.357	33%	1.178	28%	1.358	33%	15%
Celta	248	6%	103	2%	269	7%	160%
GasAtacama	247	6%	250	6%	140	3%	-44%
E.CL (con CTH al 100%)	2.261	55%	2.642	63%	2.349	57%	-11%
Otros	11	0%	16	0%	10	0%	-37%
Total generación bruta SING	4.124	100%	4.190	100%	4.127	100%	-2%

Fuente: CDEC-SING

Durante el tercer trimestre se observó una disminución en la generación de electricidad de E.CL, la que pasó a representar el 57% de la generación en el sistema. Sin embargo, esta disminución se debió en parte a la mayor generación de E.CL en el segundo trimestre ante la indisponibilidad de otras centrales carboneras en el sistema. Además, durante el tercer trimestre, E.CL tuvo centrales temporalmente fuera de servicio con mantenciones programadas. El 20 de septiembre CTH registró una falla que se encuentra actualmente en reparaciones, esperándose el reintegro de la central para el mes de diciembre.

Durante los primeros nueve meses de 2012, la central de AES Gener localizada en la región de Salta, Argentina, no despachó energía al SING. Tanto Celta como Norgener y Angamos recuperaron los niveles de producción observados en el primer trimestre luego de caídas en el segundo trimestre, mientras que Gas Atacama registró una disminución en sus niveles de generación en el tercer trimestre. Respecto al comportamiento de la demanda, se observó una leve disminución en el trimestre explicada principalmente por una menor demanda de Minera Escondida debido a trabajos de mantención en la mina y de preparación para un aumento de 20% de su producción anunciado para el año 2013.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos finalizados al 30 de Septiembre de 2012 y 30 de Septiembre 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).

Resultados de las operaciones

Tercer trimestre de 2012 comparado con el segundo trimestre de 2012 y tercer trimestre de 2011

Ingresos operacionales

	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	3T 2011		2T 2012		3T 2012		Trim. c/T	Año c/A.
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total		
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	252,0	91%	209,1	93%	195,9	79%	-6%	-22%
Ventas a clientes regulados.....	-		40,0		40,6		1%	n.a
Ventas al mercado spot.....	19,9	9%	12,3	7%	6,2	4%	-50%	-69%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	271,9	96%	261,4	95%	242,6	94%	-7%	-11%
Ventas por distribución de gas.....	1,2	1%	0,7	0%	0,6	0%	-12%	-50%
Otros ingresos operacionales.....	11,8	3%	19,5	4%	23,2	6%	19%	97%
	-		-		-			
Total ingresos operacionales.....	284,9	100%	281,5	100%	266,4	100%	-5%	-6%
	-		-		-			
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.828	99%	1.742	97%	1.793	77%	3%	-2%
Ventas de energía a clientes regulados.....	-		412		427		4%	n.a
Ventas de energía al mercado spot.....	60	1%	62	3%	92	5%	48%	53%
	-		-		-			
Total ventas de energía.....	1.889	100%	2.216	100%	2.313	100%	4%	22%
	-		-		-			
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾	144,0		122,8		107,1		-13%	-26%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾	-		97		94,9		-2%	n.a

(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 tercer trimestre de 2012 los ingresos totales de la operación disminuyeron, tanto en comparación con el mismo trimestre del año 2011 como con el trimestre anterior, principalmente debido a menores tarifas.

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$242,6 millones, representando caídas de 7% comparado con el trimestre anterior y de 11% con respecto a igual trimestre del año 2011. Esto se debió mayormente a la disminución de 27% en la tarifa promedio monómica realizada, la que cayó a niveles de US\$105/MWh desde los US\$144/MWh observados en el tercer trimestre de 2011 y los US\$118/MWh observados en el segundo trimestre de 2012. El aumento en la venta física, explicado primordialmente por la incorporación del contrato de suministro con EMEL, no fue suficiente para compensar la caída en tarifas.

Las ventas a clientes no regulados llegaron a los US\$ 195,9 millones, una caída de 6% con respecto al trimestre anterior y de 22% con respecto al segundo trimestre de 2011. La venta física de energía a clientes no regulados aumentó en un 3% en el trimestre principalmente por incremento de la demanda de El Tesoro, Radomiro Tomic y Minera Esperanza. La caída en la venta física a clientes no regulados con respecto al tercer trimestre del año anterior se explica por el término del contrato con Minera Spence en julio de 2011. La tarifa monómica promedio observada de clientes no regulados cayó un 26% comparado con igual período del año anterior y un 13% respecto al trimestre anterior. 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; y a cambios en la indexación de tarifas estipulados en algunos contratos. Adicionalmente, en el caso del tercer trimestre hubo un efecto negativo puntual de US\$5,6 millones producto de un acuerdo tarifario con un cliente.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US\$ 40 millones, manteniéndose en niveles similares respecto al trimestre anterior. Sin embargo la tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró una caída de 2% 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 tarify. 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 un incremento comparado con el trimestre anterior; 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. 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.

Costos operacionales

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)								
	3T 2011		2T 2012		3T 2012		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(124,1)	55%	(150,6)	60%	(100,8)	43%	-33%	-19%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(18,5)	8%	(14,2)	5%	(30,2)	13%	112%	63%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(32,1)	14%	(30,2)	12%	(39,2)	17%	30%	22%
Otros costos directos de la operación	(51,0)	23%	(55,2)	21%	(61,9)	27%	12%	21%
Total costos directos de ventas.....	(225,8)	95%	(250,3)	96%	(232,1)	96%	-7%	3%
Gastos de administración y ventas.....	(10,5)	4%	(13,1)	5%	(10,0)	4%	-23%	-4%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	0%	(0,3)	0%	(0,3)	0%	3%	-7%
Otros ingresos de la operación.....	0,3	0%	2,7	-1%	1,9	-1%	-31%	627%
Total costos de la operación.....	(236,9)	100%	(260,9)	100%	(240,5)	100%	-8%	2%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.508	79%	1.872	75%	1.697	76%	-9%	13%
Gas.....	342	18%	548	22%	489	22%	-11%	43%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	39	2%	80	3%	34	2%	-58%	-14%
Hidro.....	8	0%	11	0%	10	0%	-10%	19%
Total generación bruta.....	1.897	100%	2.510	100%	2.229	100%	-11%	17%
Menos Consumos propios.....	(150)	-8%	(177)	-7%	(161)	-7%	-9%	7%
Total generación neta.....	1.747	90%	2.333	99%	2.068	86%	-11%	18%
Compras de energía en el mercado spot.....	196	10%	34	1%	330	14%	861%	68%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	1.943	100%	2.367	100%	2.398	100%	23%	1%

La generación bruta de electricidad aumentó en un 17% en el tercer trimestre de este año respecto al tercer trimestre de 2011 debido a la mayor generación de nuestras nuevas y eficientes unidades carboneras CTA y CTH, las que comenzaron su operación comercial durante el tercer trimestre del año 2011. Respecto al trimestre anterior, la generación disminuyó debido a una menor demanda total del sistema y a la indisponibilidad de algunas de nuestras unidades carboneras por mantenimientos programados o por faenas asociadas al plan de reducción de emisiones. En particular, las unidades CTM2 (35 días desde el 18 de julio), U15 (35 días desde el 26 de agosto), U13 (30 días desde el 13 de junio) y CTM1 (8 días desde el 11 de julio) fueron objeto de trabajos de mantención y mejoras ambientales. En tanto, el día 20 de septiembre, CTH presentó una falla que se encuentra actualmente en reparaciones, esperándose el reintegro de la central para el mes de diciembre. Sin embargo, el sistema en general presentó buena disponibilidad de centrales lo que, unido a la menor demanda del sistema, hizo que los costos marginales en este tercer trimestre fuesen un 40% menores que los del segundo trimestre. Todo esto explicó la disminución, tanto en la generación a carbón de E.CL, como en la generación con otros combustibles durante el trimestre. La generación con gas y petróleo registró una disminución asociada a la mayor generación con combustibles de menor costo y a la menor demanda del sistema. Como consecuencia de la menor participación de E.CL en la generación eléctrica del sistema en el tercer trimestre, las compras en el mercado spot aumentaron considerablemente respecto al trimestre anterior, pudiendo la compañía beneficiarse de los menores precios observados en dicho mercado.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el GNL, diesel y costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US\$92,12/bl durante el 3T12. Esto representó una caída trimestral de un 1,3% desde US\$93,3/bl en el 2T12 y un aumento de un 2,5% anual desde US\$89,8/bl en el 3T11. En tanto, el precio del carbón experimentó fluctuaciones menores en el periodo con una tendencia a la baja. La menor generación, la leve caída en los precios de los combustibles, el mayor peso de combustibles de menor costo en la mezcla de generación y los menores precios promedio del GNL adquirido a las compañías mineras se reflejaron en una caída de 33%, en la partida de combustibles en el trimestre. El mayor costo de compras realizadas en el mercado spot se debió principalmente a mayores compras físicas.

Los otros costos directos de la operación incluyen los peajes de transmisión asociados al inicio del contrato con EMEL debido al uso de líneas de sub-transmisión que no son de nuestra propiedad. Estos costos mostraron un incremento en el tercer trimestre debido a compras de repuestos para las mantenciones anuales de las unidades CTM2, U13, U14 y U15, así como también de servicios a terceros producto de las mismas mantenciones.

	2011				2012			
	1T11	2T11	3T11	9M11	1T12	2T12	3T12	9M12
Margen Eléctrico								
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	281,3	317,8	271,9	871,0	274,8	261,4	242,6	778,8
Costo de combustible.....	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(406,1)	(103,1)	(150,6)	(100,8)	(354,5)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(96,1)	(37,4)	(14,2)	(30,2)	(81,8)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	114,4	125,1	129,3	368,8	134,3	96,7	111,7	342,5
<i>Margen eléctrico</i>	41%	39%	48%	42%	49%	37%	46%	44%

Los ingresos por ventas de energía y potencia muestran caídas en comparación con el trimestre anterior y el tercer trimestre de 2011, a pesar de las mayores ventas físicas por el nuevo contrato de EMEL. Según lo ya explicado, esto se debió a la caída en las tarifas monómicas promedio por dos razones principales: nuevas tarifas que reflejan el menor costo variable promedio de la nueva mezcla del parque de generación de la compañía y la baja tarifa del contrato de EMEL que se ha visto afectada por los niveles del índice Henry Hub, que se encuentran desacoplados de los precios globales de GNL. La compañía ha suscrito un contrato de suministro de largo plazo de GNL con tarifas indexadas a Henry Hub para abastecer a EMEL; sin embargo, este contrato no se inicia sino hasta el cuarto trimestre de 2012. Entre tanto, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, se ha visto mermado por la necesidad de abastecer el contrato de EMEL con compras al mercado spot o generación con GNL a precios indexados al petróleo. Sin embargo, en el tercer trimestre la caída en el costo de combustible y la disminución del precio spot superaron a la caída 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 un incremento de 15,5% respecto al trimestre anterior y una caída de 13,6% comparada con el mismo periodo del año anterior. Respecto al margen eléctrico en términos porcentuales, en el tercer trimestre éste fue de un 46%, mostrando una considerable recuperación.

Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	3T 2011		2T 2012		3T 2012		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	%	Monto	%	Monto	%		
Total ingresos de la operación	284,9	100%	281,5	106%	266,4	100%	-5%	-6%
Total costo de ventas	(225,8)	-79%	(250,3)	-94%	(232,1)	-87%	-7%	3%
Ganancia bruta	59,1	21%	31,2	12%	34,3	13%	10%	-42%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(10,3)	-4%	(10,6)	-4%	(8,5)	-3%	-21%	-18%
Ganancia Operacional	48,6	17%	20,6	8%	25,9	10%	26%	-47%
Depreciación y amortización.....	32,4	11%	30,5	11%	39,5	15%	29%	22%
Provisiones / (reversos) de incobrables	-	0%	-	0%	-	0%	n.a	n.a
EBITDA	81,0	28%	51,1	19%	65,3	25%	28%	-19%

Debido a lo explicado en el párrafo anterior, el EBITDA presentó un incremento en comparación con el segundo trimestre de 2012 y una caída con respecto al tercer trimestre de 2011. El margen EBITDA fue de un 25% en el tercer trimestre del año 2012, superior al 19% del segundo trimestre, pero inferior al 28% del mismo periodo del año anterior.

Resultados financieros

Resultados no operacionales	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	3T 2011		2T 2012		3T 2012		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos		
Ingresos financieros.....	0,9	0%	0,4	0%	0,4	0%	-7%	-55%
Gastos financieros.....	(10,2)	-3%	(11,1)	-4%	(10,8)	-4%	-3%	5%
Diferencia de cambio.....	(13,5)	-4%	(1,2)	2%	6,5	2%	-659%	-149%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,5)	0%	(0,5)	0%	1,0	0%	-286%	-320%
Total resultado no operacional	(23,2)	-8%	(12,4)	-2%	(2,8)	-1%	-77%	-88%
Ganancia antes de impuesto.....	25,4	8%	8,2	16%	23,1	8%	180%	-9%
Impuesto a las ganancias.....	(5,4)	-2%	(1,7)	-3%	(26,1)	-9%	1464%	379%
Ganancia después de impuestos	19,9	7%	6,6	14%	(3,0)	-1%	-146%	-115%
Ganancia por acción	0,019	0%	0,006	0%	(0,003)	0%	-146%	-115%

En el tercer trimestre, el resultado antes de impuesto se incrementó respecto al trimestre anterior y se mantuvo similar al mismo trimestre del año anterior; sin embargo, la compañía registró una pérdida de US\$3,0 millones, o de US\$ 0,003 por acción, principalmente por el impacto de la reforma tributaria aprobada en septiembre de 2012.

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.

La utilidad de cambio alcanzó US\$6,5 millones, la que contrasta con pérdidas de cambio de US\$1,2 millones en el trimestre anterior y de US\$13,5 millones en el mismo trimestre del año anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó por el efecto de una apreciación del peso en el trimestre sobre ciertos activos en pesos.

Respecto al impuesto a la ganancia, en septiembre se publicó la ley de Reforma Tributaria, la que significó reconocer impactos en impuestos diferidos e impuestos a la renta, los que deberán calcularse a una tasa del 20%. El impacto en E.CL fue de US\$22 millones en los estados financieros consolidados a septiembre de 2012.

Nueve meses terminados en septiembre de 2012 comparado con nueve meses terminados en septiembre de 2011

Ingresos operacionales

	9M 2011		9M 2012		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	826,6	95%	620,9	80%	(205,7)	-25%
Ventas a clientes regulados.....	-		127,3	16%	127,3	n.a
Ventas al mercado spot.....	44,4	5%	30,6	4%	(13,8)	-31%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	871,0	95%	778,8	93%	(92,2)	-11%
Ventas por distribución de gas.....	4,2	0%	2,3	0%	(2,0)	-46%
Otros ingresos operacionales.....	42,5	5%	59,0	7%	16,4	39%
Total ingresos operacionales.....	917,7	100%	840,0	100%	(77,7)	-8%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	5.532	99%	5.261	78%	(271)	-5%
Ventas de energía a clientes regulados.....	-	0%	1.257	19%	1.257	n.a
Ventas de energía al mercado spot.....	60	1%	268	4%	208	344%
Total ventas de energía.....	5.592	100%	6.785	100%	1.193	21%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)⁽²⁾	155,7		117,8		(37,9)	-24%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh)⁽³⁾	-		101,3		-	-

(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 los primeros nueve meses de 2012 los ingresos totales de la operación disminuyeron en comparación con el mismo periodo de 2011.

Las ventas a clientes regulados, que comenzaron en 2012, llegaron a los US\$127,3 millones; sin embargo, no alcanzaron a compensar la caída de 25% en las ventas a clientes no regulados, las cuales alcanzaron los US\$620,9 millones. Como resultado, los ingresos por venta de energía y potencia disminuyeron un 11% con respecto al mismo periodo del año anterior. Esto se explica por la combinación de mayores ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados.

El aumento en la venta física está fundamentalmente explicado por el inicio del contrato con EMEL en enero de este año, que significó mayores ventas de energía por 1.257 GWh en el periodo. Por otra parte, durante este año 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 tercer trimestre en que esta tendencia comenzó a revertirse con un incremento de 51 GWh con respecto al segundo trimestre.

Nuestro parque generador mostró un buen desempeño operacional en este periodo aun cuando se realizaron mantenciones 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. 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 268 GWh un alza en comparación con solo 60 GWh el año pasado.

Las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados mostraron una caída de 24% 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; y a cambios en la indexación de tarifas estipulados en algunos contratos. La tarifa monómica promedio de clientes regulados se situó en los US\$101,3/MWh, por debajo de la tarifa promedio de clientes no regulados, debido a los bajos niveles alcanzados por el índice Henry Hub.

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.

Costos operacionales

Información a Septiembre 2012

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

	<u>9M - 2011</u>		<u>9M - 2012</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Costos de la operación						
Combustibles.....	(406,1)	56%	(354,5)	50%	51,6	-13%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(96,1)	13%	(81,8)	12%	14,2	-15%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(83,0)	11%	(101,0)	14%	(18,0)	22%
Otros costos directos de la operación	(139,8)	19%	(173,4)	24%	(33,5)	24%
Total costos directos de ventas.....	(725,0)	95%	(710,7)	96%	14,3	-2%
Gastos de administración y ventas.....	(35,0)	5%	(35,4)	5%	(0,4)	1%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(0,8)	0%	0,1	-13%
Otros ingresos.....	1,2	0%	5,7	-1%	4,5	369%
Total costos de la operación.....	(760,2)	100%	(741,1)	100%	19,1	-3%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	3.978	74%	5.372	78%	1.394	35%
Gas.....	1.130	21%	1.294	19%	165	15%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	254	5%	166	2%	(88)	-35%
Hidro.....	30	1%	37	1%	7	25%
Total generación bruta.....	5.392	100%	6.870	100%	1.478	27%
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(377)	-7%	(502)	-7%	(125)	33%
Total generación neta.....	5.015	87%	6.368	90%	1.354	27%
Compras de energía en el mercado spot.....	751	13%	742	10%	(10)	-1%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	5.766	100%	7.110	100%	1.344	23%

Nuestra generación bruta registró un incremento en los primeros nueve meses del año en comparación con el año anterior, debido a la mayor generación de nuestras nuevas y eficientes unidades carboneras CTA y CTH. La generación en base a carbón aumentó desde 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 mantenencias programadas de varias de nuestras unidades en este periodo y la falla de CTH.

Pese al incremento de la generación bruta y los precios relativamente estables de los combustibles (el índice WTI promedió US\$96,15/bl en los 9M12 vs. US\$95,057/bl en los 9M11), el costo de combustibles disminuyó principalmente por el uso de una mezcla de combustibles de menor costo y por el menor precio promedio del GNL comprado a compañías mineras. El costo de compras de energía y potencia al mercado spot también disminuyó debido a las menores compras físicas y la caída en el costo marginal promedio de 10% con respecto al año anterior.

La depreciación del período registró un aumento de US\$18 millones, llegando a los US\$101,8 millones, debido a la depreciación de las nuevas centrales que entraron en operación a mediados de 2011, y a la depreciación de activos asociados a mantenencias 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 que no son de nuestra propiedad y a los repuestos para las mantenencias anuales de las unidades CTM2, U13, U14 y U15, así como también a los servicios a terceros producto de las mismas mantenencias.

Resultado operacional

Información a Septiembre 2012

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

EBITDA	9M - 2011		9M - 2012		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	917,7	100%	840,0	100%	(77,7)	-8%
Total costo de ventas	(725,0)	-79%	(710,8)	-85%	14,2	-2%
Ganancia bruta	192,7	21%	129,2	15%	(63,5)	-33%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(34,6)	-4%	(30,5)	-4%	4,2	-12%
Ganancia Operacional	158,1	17%	98,8	12%	(59,3)	-38%
Depreciación y amortización.....	83,9	9%	101,8	12%	17,9	21%
Provisiones de incobrables (reversos)	-	-	-	-	-	-
EBITDA	242,0	26%	200,5	24%	(41,4)	-17%

En los primeros nueve meses del año, el EBITDA alcanzó US\$200,5 millones, una disminución de 17% con respecto al mismo período del año anterior. Esto se debió principalmente 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 indicador Henry Hub. Si bien E.CL suscribió un contrato de abastecimiento de GNL de largo plazo también indexado a Henry Hub, este último contrato no se inicia sino hacia fines de 2012, 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 a septiembre de 2012.

Resultados financieros

Información a Septiembre 2012

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

Resultados no operacionales	9M - 2011		9M - 2012		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Ingresos financieros.....	3,2	0%	1,8	0%	(1,4)	-44%
Gastos financieros.....	(18,0)	-2%	(33,3)	-4%	(15,2)	84%
Diferencia de cambio.....	(8,7)	-1%	11,2	1%	19,9	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,8)	0%	0,4	0%	1,2	-144%
Total resultado no operacional	(24,4)	-3%	(20,0)	-2%	4,4	-18%
Ganancia antes de impuesto.....	133,7	17%	78,8	9%	(54,9)	-41%
Impuesto a las ganancias.....	(29,7)	-4%	(35,2)	-4%	(5,5)	19%
Ganancia después de impuestos	104,0	13%	43,6	5%	(60,4)	-58%
Ganancia por acción	0,099		0,041		(0,057)	-58%

Los gastos financieros mostraron un incremento de US\$15,2 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\$ 11,2 millones, lo que contrasta con la pérdida de cambio del año anterior.

Ganancia neta

La utilidad después de impuesto mostró una caída de US\$ 60,4 millones comparado con el periodo anterior, llegando a los US\$ 43,6 millones, principalmente debido al menor resultado operacional, a los mayores gastos financieros y al efecto de la ley de Reforma Tributaria, la que significó reconocer un impacto de US\$22 millones en mayores impuestos diferidos e impuestos a la renta.

Liquidez y recursos de capital

A fines de septiembre de 2012, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$200 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$730,1 millones, de la cual US\$57,4 millones tienen vencimiento dentro de un año.¹

	Información a Septiembre 2012	
	(En millones de US\$)	
Estado de flujo de efectivo	<u>2011</u>	<u>2012</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	249,0	209,9
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(101,1)	(135,2)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(187,1)</u>	<u>(93,4)</u>
Cambio en el efectivo	<u>(39,2)</u>	<u>(18,6)</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación durante el primer trimestre de 2012 derivó principalmente de las ganancias operacionales obtenidas en el periodo.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

Nuestras inversiones más significativas en los últimos tres años han sido aquellas 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 primeros nueve meses de 2012 y de 2011 ascendieron a los US\$109 millones y US\$113,6 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

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

Inversiones en activos fijos

Información a septiembre 2012

(En millones de US\$)

CAPEX	<u>2011</u>	<u>2012</u>
CTA.....	25,0	10,0
CTH ⁽¹⁾	19,0	18,4
Central Tamaya.....	-	-
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	-	8,0
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	23,5	19,2
Mejoras Medioambientales	15,0	39,0
Otros	31,1	14,4
Total inversión en activos fijos	<u>113,6</u>	<u>109,0</u>

(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 septiembre E.CL inauguró el segundo filtro de mangas en la Central Mejillones con lo cual moderniza la totalidad de las unidades generadores en estas instalaciones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Nuestras principales actividades de financiamiento durante los primeros nueve meses del 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.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de septiembre de 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 30/9/12

Períodos de vencimiento de pagos

(En millones de US\$)

	<u>Total</u>	<u>< 1 año</u>	<u>1 - 3 años</u>	<u>3 - 5 años</u>	<u>Más de 5 años</u>
Deuda bancaria.....	330.1	57.4	19.8	24.8	228.1
Bonos (144 A/Reg S.....)	400.0	-	-	-	400.0
Obligaciones de leasing.....	1.6	1.4	0.0	0.0	0.1
Intereses devengados.....	8.0	8.0	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	38.8	-	-	-	38.8
Total	778.5	66.9	19.8	24.8	667.0

Al 30 de septiembre de 2012, la deuda bancaria incluía los giros bajo el financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra subsidiaria, CTA, así como el crédito por US\$50 millones a 90 días con el Banco Itaú. A dicha fecha el financiamiento de proyecto de CTA ascendía a un monto de capital total de US\$280,1 millones, pagadero en cuotas semestrales crecientes comenzando el 15 de junio de 2011 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\$1,6 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$38,8 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 según la norma IFRS.

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:

Dividendos efectivamente pagados por ECL en 2010, 2011 y 2012			
Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo, 2010	Final (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Final (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Final (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104

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 este año 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, dicho contrato no comenzará a regir sino hasta el cuarto trimestre de 2012. Hasta que no comience a regir dicho contrato de compra de GNL, la compañía se encontrará expuesta temporalmente 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 la compañía deberá 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 activo 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 30 de septiembre de 2012, un 86% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$ 730 millones, estaba a tasa fija. El 14% restante correspondía a la porción no cubierta del financiamiento del proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

Al 30 de Septiembre de 2012
Vencimiento contractual
(En millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016 y más</u>	<u>TOTAL</u>
Tasa Fija							
	Tasa fija base según swap de						
(US\$)	3,665% p.a. + spread de 2,50% ⁽¹⁾	2,5	7,2	7,8	9,5	202,2	229,2
(US\$)	5,625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
Tasa variable							
(US\$)	LIBOR (90) + 0,35% p.a. ⁽²⁾	50,0	-	-	-	-	50,0
(US\$)	LIBOR (180) + 2,50% p.a. ⁽¹⁾	0,6	1,6	1,7	2,1	44,9	50,9
Total ⁽³⁾		53,0	8,8	9,6	11,6	647,1	730,1

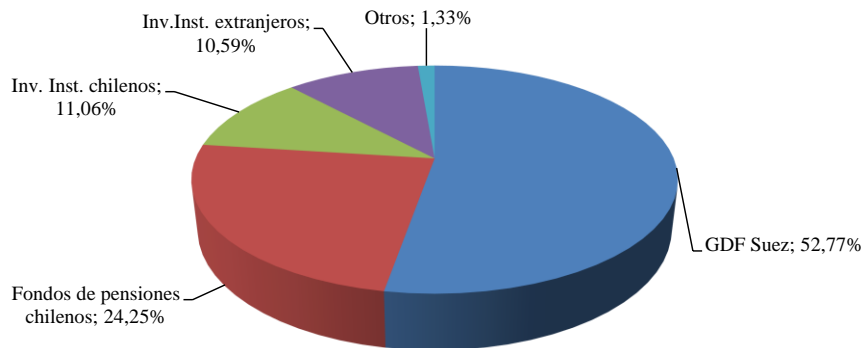
- (1) Corresponde a la tasa de interés actual del financiamiento de proyecto de IFC y KfW para CTA. El margen de 2,5% p.a. sobre LIBOR aumenta en 0,25% cada tres años comenzando el 30 de abril de 2013.
- (2) Corresponde a un crédito de corto plazo con Banco Itaú con vencimiento el 29 de octubre de 2012.
- (3) 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 2012

N° de accionistas: 1.979



N°TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

**ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES
RESUMIDOS**

	Ventas Física (en GWh)							
	<u>2011</u>				<u>2012</u>			
	<u>1T11</u>	<u>2T11</u>	<u>3T11</u>	<u>9M11</u>	<u>1T12</u>	<u>2T12</u>	<u>3T12</u>	<u>9M12</u>
Ventas físicas								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.800	1.904	1.828	5.532	1.726	1.742	1.793	5.261
Ventas de energía a clientes regulados	-	-	-	-	417	412	427	1.257
Ventas de energía al mercado spot	0	-	60,3	60,3	113	62	92	268
Total ventas de energía.....	1.800	1.904	1.889	5.592	2.256	2.216	2.313	6.785
Generación bruta por combustible								
Carbón.....	1.167	1.304	1.508	3.978	1.804	1.872	1.697	5.372
Gas.....	391	396	342	1.130	258	548	489	1.294
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	119	96	39	254	53	80	34	166
Hidro.....	13	9	8	30	17	11	10	37
Total generación bruta.....	1.689	1.805	1.897	5.392	2.131	2.510	2.229	6.870
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(100,1)	(127,1)	(150,0)	(377,2)	(164,3)	(176,9)	(160,8)	(502,0)
Total generación neta.....	1.589	1.678	1.747	5.015	1.967	2.333	2.068	6.368
Compras de energía en el mercado spot								
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	289	266	196	751	378	34	330	742
	1.878	1.944	1.943	5.766	2.344	2.367	2.398	7.110

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

IFRS	2011				2012			
	1T11	2T11	3T11	9M11	1T12	2T12	3T12	9M12
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes regulados.....					46,8	40,0	40,6	127,3
Ventas a clientes no regulados.....	267,4	307,2	252,0	826,6	215,9	209,1	195,9	620,9
Ventas al mercado spot y ajustes.....	13,9	10,6	19,9	44,4	12,1	12,3	6,2	30,6
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	281,3	317,8	271,9	871,0	274,8	261,4	242,6	778,8
Ventas por distribución de gas.....	1,5	1,5	1,2	4,2	1,0	0,7	0,6	2,3
Otros ingresos operacionales.....	19,3	11,5	11,8	42,5	16,3	19,5	23,2	59,0
Total ingresos operacionales.....	302,1	330,8	284,9	917,7	292,1	281,5	266,4	840,0
Costos de la operación								
Combustibles.....	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(406,1)	(103,1)	(150,6)	(100,8)	(354,5)
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)	(96,1)	(37,4)	(14,2)	(30,2)	(81,8)
Otros costos directos de la operación.....	(24,9)	(26,0)	(32,1)	(83,0)	(31,6)	(30,2)	(39,2)	(101,0)
Total costos directos de ventas.....	(238,5)	(260,7)	(225,8)	(725,0)	(228,4)	(250,3)	(232,1)	(710,8)
Gastos de administración y ventas.....	(10,0)	(14,5)	(10,5)	(35,0)	(12,3)	(13,1)	(10,0)	(35,4)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,9)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,8)
Otros ingresos de la operación.....	0,7	0,3	0,3	1,2	1,1	2,7	1,9	5,7
Total costos de la operación.....	(248,1)	(275,2)	(236,9)	(760,2)	(239,8)	(260,9)	(240,5)	(741,2)
Ganancia operacional.....	54,0	55,6	48,6	158,1	52,3	20,6	25,9	98,8
EBITDA.....	79,2	81,9	81,0	242,0	84,1	51,1	65,3	200,5
Ingresos financieros.....	1,0	1,2	0,9	3,2	0,9	0,4	0,4	1,8
Gastos financieros.....	(3,7)	(4,1)	(10,2)	(18,0)	(11,4)	(11,1)	(10,8)	(33,3)
Diferencia de cambio.....	(5,9)	10,6	(13,5)	(8,7)	5,8	(1,2)	6,5	11,2
Otros (gastos)/ingresos no operacionales.....	(0,2)	(0,2)	(0,5)	(0,8)	(0,1)	(0,5)	1,0	0,4
Total resultado no operacional	(8,7)	7,6	(23,2)	(24,4)	(4,8)	(12,4)	(2,8)	(20,0)
Ganancia antes de impuesto.....	45,3	63,0	25,4	133,7	47,5	8,2	23,1	78,8
Impuesto a las ganancias.....	(11,3)	(12,9)	(5,4)	(29,7)	(7,4)	(1,7)	(26,1)	(35,2)
Ganancia después de impuestos.....	34,0	50,1	19,9	104,0	40,1	6,6	(3,0)	43,6
Ganancia por acción.....	0,032	0,048	0,019	0,099	0,038	0,006	(0,003)	0,041

Balance Trimestral

(En millones de US\$)

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

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

CONFERENCIA TELEFONICA 9M12

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de septiembre de 2012, el día jueves 8 de noviembre 2012 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.: 55303541, 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 55303541. La repetición estará disponible hasta el día 16 de noviembre de 2012.