E.CL S.A.

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTE AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2011

MMUS$: Millones de dólares norteamericanos (dólar)

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 30 DE JUNIO DE 2011

La siguiente sección tiene por objeto analizar y explicar las principales variaciones ocurridas en los Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. en el primer trimestre del año 2011. A continuación se presenta un resumen de la información contenida en dichos Estados.

La Sociedad, a contar del 1° de enero de 2004, inició su contabilidad en dólares estadounidenses.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de Abril de 2010, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad por "E.CL S.A."

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 2010, E.CL mantenía un 49% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL abastece electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales. En 2009 E.CL fue adjudicado, a partir de 2012, la totalidad de las necesidades de suministro de electricidad de EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING. El 29 de diciembre de 2009, como resultado de la fusión de la compañía con Inversiones Tocopilla I S.A., E.CL adquirió otros activos de generación eléctrica en el Norte Grande, incluyendo Electroandina, Central Termoeléctrica Andina, el 60% de Central Termoeléctrica Hornitos, y las compañías de transporte de gas, GNAA y GNAC. Actualmente, E.CL pertenece en un 52,77% a IPR GDF Suez, una compañía listada en la Bolsa de Londres y a su vez controlada en un 70% por 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.

.

E.CL TUVO UTILIDADES NETAS DE US$ 50,1 MILLONES Y EBITDA DE US$ 81,9 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2011.

EL EBITDA ALCANZÓ US$ 81,9 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE Y US$ 161,0 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2011. LA UTILIDAD OPERACIONAL Y EL EBITDA PERMANECIERON ESTABLES A PESAR DEL INCREMENTO EN LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES. LAS GANANCIAS DE CAMBIO PERMITIERON UNA MEJORÍA EN LA UTILIDAD NETA A PESAR DEL INCREMENTO TEMPORAL EN LA TASA DE IMPUESTO A LA RENTA. POR OTRA PARTE, NUESTRO PROYECTO CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA ("CTA") DIO COMIENZO A SU OPERACIÓN COMERCIAL EL 15 DE JULIO DE 2011.

HECHOS RECIENTES:

- **Avance de proyectos Central Termoeléctrica Andina ("CTA") y Central Termoeléctrica Hornitos ("CTH"):** CTA, nuestra central carbonera con capacidad bruta de 165 MW y tecnología de lecho fluidizado, comenzó su operación comercial el 15 de julio de 2011, en tanto se espera que su gemela CTH dé comienzo a su operación comercial próximamente.

- **Estudio de impacto ambiental:** A principios de junio de 2011, E.CL ingresó a la CONAMA para su tramitación un estudio de impacto ambiental para un parque eólico en Calama. Su construcción dependerá de la aprobación de dicho estudio, de la aprobación de su construcción por parte del Directorio de E.CL y de la firma de uno o más contratos de energía eléctrica.

- **Repago de deuda:** El 6 de julio de 2011, E-CL pagó a su vencimiento un crédito bancario de US$ 50 millones con recursos provenientes de su operación.

- **Black-out en el SING:** El 19 de junio de 2011, el SING sufrió un corte de suministro eléctrico que afectó una parte significativa del sistema. El corte de suministro fue aparentemente causado por fallas en el sistema de transmisión que se encuentran bajo investigación por parte de la autoridad.

- **Pago de dividendo provisorio:** El 26 de julio de 2011, el Directorio de la empresa aprobó el pago de un dividendo provisorio de US$ 0,0237347080 por acción a cuenta de las utilidades del año 2011 pagadero el 25 de agosto de 2011. El dividendo a pagar asciende a la suma de US$ 25,000,000.

HECHOS DESTACADOS EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2011:

- **Pago de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas del día 14 de abril de 2011 aprobó el pago de un dividendo definitivo de US$ 0,09505 por acción a cuenta de las utilidades netas del año 2010 pagadero el 5 de mayo de 2011. El dividendo pagado ascendió a la suma de US$ 100.119.615,93.

- **Recuperación de IVA:** El 16 de mayo de 2011, la Tesorería General de la República procedió a la devolución de IVA pagado por los proyectos Central Termoeléctrica Andina (CTA) y Central Termoeléctrica Hornitos (CTH) por US$ 52,0 millones y US$ 35,3 millones, respectivamente. Los

fondos fueron usados íntegramente para pagar préstamos otorgados por sus accionistas, E.CL, e Inversiones Punta de Rieles Ltda., dueña de un 40% de CTH.

- **MSCI Global Standard Índices:** El 19 de mayo de 2011, se anunció la inclusión de la acción de E.CL en el llamado "Mid Cap-Size Segment" de los índices "MSCI Global Standard" a partir del 1° de junio de 2011.

- **Nueva norma de emisiones:** El nuevo reglamento para de centrales termoeléctricas de emisiones de material particulado, gases (NOx, SO2) y metales pesados como el mercurio, fue firmado por el Presidente de la República en enero de 2011 y publicado en junio de 2011 luego de ser aprobado por la Contraloría General de la República. Bajo el nuevo reglamento, las centrales termoeléctricas existentes tendrán un plazo de 2,5 años a partir de la publicación de la norma para adaptarse a los nuevos límites de emisiones de material particulado. El plazo para cumplir con los nuevos límites de emisiones de gases será de 4 años en zonas saturadas y de 5 años en zonas no saturadas.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados para el segundo trimestre y el primer semestre de 2011, los que han sido preparados en dólares de Estados Unidos de América 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).

E.CL adoptó la metodología IFRS a partir del 1 de enero de 2010. La principal diferencia entre dichos principios e IFRS, en cuanto a su aplicación a nuestros estados financieros es el requerimiento bajo IFRS de reversar la corrección monetaria sobre nuestros activos fijos y de establecer el costo histórico de dichos activos usando el tipo de cambio prevaleciente en la fecha histórica de adquisición de dichos activos. El efecto de la corrección monetaria en el estado de resultados fue el de aumentar la depreciación y amortización porque la corrección resultaba en mayores saldos de activos fijos. Además, bajo IFRS, nuestra inversión en Inversiones Hornitos, S.A. (CTH) está consolidada en un 60% en proporción a la participación accionaria de E.CL en dicha compañía, mientras que bajo principios contables generalmente aceptados en Chile se consolida en su totalidad, dando origen a interés minoritario.

ANTECEDENTES GENERALES

La empresa 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.

El SING se caracterizó durante el 2011 por una disminución en el abastecimiento de gas natural de menor costo proveniente de Argentina, el que fue reemplazado por GNL, disponible a contar de mayo de 2010. Adicionalmente, el sistema fue impactado por la generación en régimen de prueba de nuevos proyectos carboneros eficientes. Estos incluyen las unidades Central Termoeléctrica Andina (CTA) y Central Termoeléctrica Hornitos (CTH), de propiedad de E.CL, cada una con 165MW, y las unidades Angamos I y II, de propiedad de AES Gener, cada una con 264 MW. Angamos I y CTA iniciaron sus operaciones comerciales en los meses de abril y junio, respectivamente. Por su parte, CTH y Angamos II se encuentran en su fase de pruebas. La necesidad de contar con generación de respaldo más otros costos asociados con nuevas unidades en prueba, que desplazan la generación de las unidades en operación comercial, incrementaron temporalmente los costos marginales a los cuales se efectuaron las compras en el mercado spot.

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación por tipo de combustible:

Generación por Tipo de Combustible (en GWh)

	1T 2011		2T 2011		Var. T c/T	
Tipo de Combustible	**GWh**	*% del total*	**GWh**	*% del total*	***Monto***	***%***
Hidro	20	*1%*	17	*0%*	***(4)***	***-19%***
Carbón	2.266	*61%*	2.851	*71%*	***584***	***26%***
Gas Argentino (AES Gener)	327	*9%*	65	*2%*	***(261)***	***-80%***
LNG	845	*23%*	869	*22%*	***24***	***3%***
Diesel / Petróleo pesado	275	*7%*	217	*5%*	***(59)***	***-21%***
Total generación bruta SING	**3.734**	***100%***	**4.018**	***100%***	***285***	***8%***

Fuente: CDEC-SING

Las siguientes empresas participan en el SING:

Generación por Empresa (en GWh)

	1T 2011		2T 2011		Var. T c/T	
	GWh	*% del total*	**GWh**	*% del total*	***Monto***	***%***
Empresa						
AES Gener	327	*9%*	67	*2%*	***(260)***	***-80%***
Norgener / Angamos	778	*21%*	1.037	*26%*	***259***	***33%***
Celta	268	*7%*	247	*6%*	***(21)***	***-8%***
Gas Atacama	595	*16%*	578	*14%*	***(17)***	***-3%***
E.CL (con CTH al 100%)	1.746	*47%*	2.070	*52%*	***325***	***19%***
Otros	21	*1%*	19	*0%*	***(2)***	***-10%***
Total generación bruta SING	**3.734**	***100%***	**4.018**	***100%***	***285***	***8%***

Fuente: CDEC-SING

La fuerte caída en la generación de la central Salta de AES Gener se debió al aumento en el consumo de gas y electricidad en Argentina con la entrada del invierno, lo cual afecta fuertemente las exportaciones a Chile. El incremento en generación por parte de Norgener y E.CL corresponde principalmente a la generación de la nuevas unidades Angamos I y II, de Norgener, y CTA y CTH de E.CL.

El sistema se vio afectado en el período por fuertes incrementos en los precios del carbón, petróleo diesel y gas natural de 8%, 15% y 31% respectivamente.

Adicionalmente, los pagos por ajustes de seguridad (RM39) aumentaron durante el primer trimestre por la necesidad del sistema de contar con capacidad de respaldo durante la etapa de prueba de las unidades nuevas. Esto afectó los precios a los cuales se efectúan las transferencias de energía entre empresas generadoras. Los precios spot para tales transferencias cayeron en casi 10% en promedio durante el segundo trimestre, desde un promedio de US$ 184/MWh a un promedio de US$ 166/MWh.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados para los trimestres finalizados al 30 de junio de 2011, 31 de marzo de 2011 y 30 de junio de 2010, 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

Segundo trimestre de 2011 comparado con el primer trimestre de 2011 y segundo trimestre de 2010

Ingresos operacionales

	Información Trimestral (En millones de US$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	2T 2010		1T 2011		2T 2011		% Variación	
Ingresos de la operación	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ventas a clientes no regulados……..	239,6	*96%*	267,4	*95%*	307,2	*97%*	***15%***	***28%***
Ventas al mercado spot…….…..……..	9,1	*4%*	13,9	*5%*	10,6	*3%*	***-24%***	***16%***
Total ingresos por venta de energía y potencia……..	**248,7**	*91%*	**281,3**	*93%*	**317,8**	*96%*	***13%***	***28%***
Ventas por distribución de gas..…….	1,0	*0%*	1,5	*0%*	1,5	*0%*	***2%***	***52%***
Otros ingresos operacionales……..	23,2	*9%*	19,3	*6%*	11,5	*3%*	***-41%***	***-51%***
	-	*0%*	-	*0%*	-	*0%*	***0%***	***0%***
Total ingresos operacionales……..	**272,9**	*100%*	**302,1**	*100%*	**330,8**	*100%*	***9%***	***21%***
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados…….	1.789	*99%*	1.800	*100%*	1.904	*100%*	***6%***	***6%***
Ventas de energía al mercado spot……..	25	*1%*	0	*0%*	-	*0%*	***n.a.***	***-100%***
Total ventas de energía……..	**1.814**	*100%*	**1.800**	*100%*	**1.904**	*100%*	***6%***	***5%***
Precio promedio monómico realizado (U.S.$/MWh)[1]	**137**		**156**		**167**		***7%***	***22%***

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

(2) Calculado como el cuociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia y total de ventas de energía en términos físicos.

El incremento del 7% trimestral y del 22% anual en el precio promedio monómico realizado y de aproximadamente 6% en las ventas físicas a clientes derivaron en un aumento en los Ingresos de la operación. El aumento en la venta física reflejó una recuperación en la producción de dos minas cuya demanda había registrado una caída en el primer trimestre. Las Ventas al mercado spot incluyen los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el centro de despacho de carga CDEC. Por su parte, los otros ingresos de la operación incluyen peajes de nuestros activos de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores a precios cercanos al costo. Estas últimas fueron particularmente significativos en el segundo trimestre de 2010 (US$ 12,9 millones) y primer trimestre de 2011 (US$ 9,0 millones), siendo casi insignificantes durante el segundo trimestre de 2011 (US$ 0,4 millones).

Cabe señalar que los ingresos y gastos generados por CTA y CTH fueron capitalizados a lo largo de su período de construcción, con excepción de los ingresos y costos asociados al contrato de suministro entre CTH y su cliente a contar de su vigencia en abril de 2011. En razón a que E.CL mantiene una participación del 60% en CTH, se reconocen un 60% de las ventas y costos bajo dicho contrato de suministro en los estados consolidados de E.CL. Las ventas de energía física y la generación presentada en el cuadro anterior y siguientes excluye por tanto los ingresos y costos asociados a la generación en prueba de CTA y CTH, y sólo considera el 60% de las ventas y generación de CTH bajo su contrato de

suministro. La venta de energía hubiese mostrado un incremento de aproximadamente un 14% de haberse considerado las ventas en el mercado spot de CTA más las de CTH anteriores a abril de 2011.

Costos operacionales

	Información Trimestral (En millones de US$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	2T 2010		1T 2011		2Q 2011		% Variación	
Costos de la operación	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Combustibles……..	(130,4)	61%	(125,4)	53%	(156,6)	60%	25%	20%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes……..	(10,1)	5%	(41,5)	17%	(36,1)	14%	-13%	257%
Depreciación y amortización en el costo de ventas……..	(23,0)	11%	(24,9)	10%	(26,0)	10%	4%	13%
Otros costos directos de la operación	(49,9)	23%	(46,8)	20%	(42,0)	16%	-10%	-16%
Total costos directos de ventas……..	**(213,4)**	95%	**(238,5)**	96%	**(260,7)**	95%	9%	22%
Gastos de administración y ventas……..	(6,2)	3%	(10,0)	4%	(14,5)	5%	45%	132%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas……..	(0,3)	0%	(0,3)	0%	(0,3)	0%	10%	8%
Otros ingresos de la operación……	0,4	0%	0,7	0%	0,3	0%	-57%	-27%
Total costos de la operación....……	**(219,4)**	100%	**(248,1)**	100%	**(275,2)**	100%	11%	25%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad……..								
Carbón……..	1.367	70%	1.167	69%	1.304	72%	12%	-5%
Gas……	396	19%	391	23%	396	22%	1%	0%
Petróleo diesel y petróleo pesado..…...	175	8%	119	7%	96	5%	-19%	-45%
Hidro……..	11	1%	13	1%	9	0%	-29%	-15%
Total generación bruta……	**1.949**	100%	**1.689**	100%	**1.805**	100%	7%	-7%
Menos Consumos propios...……..	(128)	-7%	(100)	-6%	(127)	-7%	27%	-1%
Total generación neta……	**1.820**	93%	**1.589**	94%	**1.678**	93%	6%	-8%
Compras de energía en el mercado spot…….	61	3%	289	15%	266	14%	-8%	336%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión..…….	**1.881**	97%	**1.878**	1,111861	**1.944**	1,0769063	4%	3%

A pesar de la mantención mayor de nuestras unidades carboneras U12, que se extendió hasta fines de abril, y de la mantención de nuestra unidad carbonera CTM2, nuestra generación se recuperó, mostrando un incremento de 6% en el segundo trimestre. Este incremento estuvo en línea con el crecimiento registrado por el SING en dicho período.

CTA generó aproximadamente 51 GWh y 216 GWh bajo régimen de pruebas durante el primer y segundo trimestre, respectivamente. Los correspondientes ingresos y costos fueron capitalizados hasta el inicio de su operación comercial. La generación bruta total se hubiese incrementado en un 15% de haberse considerado dicha generación y la de CTH anterior a la vigencia de su contrato de suministro. La mayor generación de parte de nuestras nuevas y más eficientes unidades carboneras CTH y CTA y de las unidades Angamos han desplazado parte de nuestra generación de punta en base a petróleo diesel y petróleo pesado.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el GNL, diesel y costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US$ 102/bl durante el 2T11. Esto representa un alza trimestral de un 9% y de un 31% anual desde US$ 93/bl en el 1T11 y US$ 78/bl en el 2T10. Los consiguientes incrementos en los precios redundaron en un mayor costo de la mezcla de combustible utilizada durante el segundo trimestre de 2011, lo cual se reflejó en el aumento en la partida de Combustibles. A su vez, el

inicio de la depreciación sobre las recientes inversiones en activos de transmisión llevó a un aumento en la depreciación. Los otros costos directos de la operación disminuyeron principalmente por la reducción en las compras de combustibles vendidas a otros generadores (2T10: US$ 12,1 millones, 1T11: US$ 8,9 millones, 2T11: US$ 0,0 millones). Esta partida además incluye servicios portuarios, servicios de terceros, y primas de seguro, las cuales aumentaron producto del terremoto ocurrido en Chile en febrero de 2010. También incluye remuneraciones de planta, las que registraron un incremento de US$ 2,9 millones, principalmente por el bono por término de negociación colectiva y el efecto de la apreciación del peso contra el dólar sobre los gastos de personal en moneda local.

	2010					2011		
	1T10	2T10	3T10	4T10	Total	1T11	2T11	Total
Margén Eléctrico								
Total ingresos por ventas de energía y potencia……..	**224,1**	**248,7**	**271,3**	**268,4**	**1.485,3**	**281,3**	**317,8**	**599,0**
Costo de combustible……..	(103,5)	(130,4)	(132,5)	(137,5)	(737,8)	(125,4)	(156,6)	(282,0)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot……..	(16,9)	(10,1)	(15,8)	(32,1)	(101,9)	(41,5)	(36,1)	(77,5)
Utilidad bruta del negocio de generación …	**103,7**	**108,3**	**122,9**	**98,8**	**645,7**	**114,4**	**125,1**	**239,5**
Margen eléctrico	*46%*	*44%*	*45%*	*37%*	*43%*	*41%*	*39%*	*40%*

La Utilidad bruta del negocio de generación de electricidad presenta mejoría tanto en términos trimestrales como anuales, aunque el efecto del incremento en costos y los correspondientes incrementos en las tarifas ha sido de reducir el Margen eléctrico en términos porcentuales.

Resultado operativo

	Información Trimestral (En millones de US$, excepto por porcentajes)							
EBITDA	2T 2010		1T 2011		2T 2011		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	272,9	*100%*	302,1	*100%*	330,8	*100%*	***9%***	***21%***
Total costo de ventas	(213,4)	*-78%*	(238,5)	*-79%*	(260,7)	*-79%*	***9%***	***22%***
Ganancia bruta…….	**59,6**	*22%*	**63,5**	*21%*	**70,0**	*21%*	***10%***	***18%***
Total selling, general and administrative expenses and other operating income/(costs).	(6,1)	*-2%*	(9,6)	*-3%*	(14,5)	*-4%*	***51%***	***137%***
Ganancia Operacional…….	**53,5**	*20%*	**53,9**	*18%*	**55,6**	*17%*	***3%***	***4%***
Depreciation and amortization……..……	23,3	*9%*	25,2	*8%*	26,3	*8%*	***4%***	***13%***
EBITDA…….…..…….	**76,8**	*28%*	**79,1**	*26%*	**81,9**	*25%*	***3%***	***7%***

No obstante las alzas en los costos de combustibles, las correspondientes alzas en las tarifas de electricidad permitieron que la Ganancia bruta permaneciera relativamente estable en torno a un 21%. A su vez, el mayor gasto de administración y ventas derivó en un deterioro en el margen porcentual de EBITDA, a pesar de lo cual el monto de EBITDA mostró mejoría tanto trimestral como anualmente.

Resultados financieros

	Información Trimestral (En millones de US$, excepto por porcentajes)							
	2T 2010		1T 2011		2T 2011		% Variación	
Resultados no operacionales	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**% Ingresos**	**Trim. c/T**	**Año c/A**
Ingresos financieros……..	1,3	*2%*	1,0	*2%*	1,2	*2%*	***24%***	***-5%***
Gastos financieros……..	(6,7)	*-13%*	(3,7)	*-7%*	(4,1)	*-7%*	***11%***	***-39%***
Diferencia de cambio……..	(7,9)	*-15%*	(5,9)	*-11%*	10,6	*19%*	***n.a.***	***n.a.***
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(1,0)	*-2%*	(0,2)	*0%*	(0,2)	*0%*	***-7%***	***-83%***
Total resultado no operacional	**(14,3)**	*-27%*	**(8,7)**	*-16%*	**7,6**	*14%*	***n.a.***	***n.a.***
Ganancia antes de impuesto……..	39,3	*73%*	45,3	*84%*	63,0	*113%*	***39%***	***61%***
Impuesto a las ganancias……..	(9,0)	*-17%*	(11,3)	*-21%*	(12,9)	*-23%*	***14%***	***43%***
Ganancia después de impuestos……	**30,2**	*56%*	**34,0**	*63%*	**50,1**	*90%*	***48%***	***66%***
Ganancia por acción……	**0,029**		**0,032**		**0,048**		***48%***	***67%***

La ganancia neta después de impuesto alcanzó los US$ 50,1 millones en el segundo trimestre de 2011, representando ganancias de US$ 0,048 por acción. Esto equivale a un incremento de un 48% en relación al primer trimestre de 2011, y de un 67% en relación al segundo trimestre de 2010, explicado principalmente por las ganancias por diferencia de cambio. Ésta fue principalmente por el efecto de las fluctuaciones del tipo de cambio durante el trimestre sobre la partida de IVA por recuperar por CTA y CTH. En cambio, esta partida se había depreciado en términos del dólar durante el primer trimestre de 2011 y el segundo trimestre de 2010. La reducción en Gastos financieros en relación al segundo trimestre de 2010 obedece a un resultado negativo de US$ 5,7 millones en dicho período por la valorización a precio de mercado de derivados de tasa de interés tomados por CTA.

Un aumento temporal en la tasa del impuesto a la renta desde un 17% a un 20%, a raíz del terremoto del 27 de febrero de 2010 que afectó a la zona centro-sur de Chile, implicó un incremento en el impuesto a la renta en el 2011. La tasa de impuesto corporativo deberá bajar a 18,5% respecto de los ingresos a devengarse durante 2012, esperándose su retorno a un 17% en el 2013. Excluyendo las ganancias de tipo de cambio, la utilidad neta permaneció estable a pesar del aumento de impuestos.

Primer semestre de 2011 comparado con el primer semestre de 2010

Ingresos operacionales

	Información Semestral					
	(En millones de US$, excepto por volúmenes y porcentajes)					
	1 Sem. - 2010		1 Sem. - 2011		Variación	
Ingresos de la operación	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**
Ventas a clientes no regulados……..	460,6	*97%*	574,6	*96%*	**114,0**	***25%***
Ventas al mercado spot……..	12,2	*3%*	24,5	*4%*	**12,2**	***100%***
Total ingresos por venta de energía y potencia……..	**472,8**	*91%*	**599,0**	*95%*	**126,2**	***27%***
Ventas por distribución de gas……	4,1	*1%*	3,0	*0%*	**(1,1)**	***-27%***
Otros ingresos operacionales……..	42,0	*8%*	30,8	*5%*	**(11,2)**	***-27%***
Total ingresos operacionales……..	**518,9**	*100%*	**632,8**	*100%*	**114,0**	***22%***
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados……..	3.506	*99%*	3.704	*100%*	**197**	***6%***
Ventas de energía al mercado spot……..	47	*1%*	0	*0%*	**(47)**	***-100%***
	-	*0%*	-	*0%*	**-**	***0%***
Total ventas de energía……..	**3.554**	*100%*	**3.704**	*100%*	**150**	***4%***
Precio promedio monómico realizado (U.S.$/MWh)(1)	**133,1**		**161,7**		**28,7**	***22%***

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

(2) Calculado como el cuociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia y total de ventas de energía en términos físicos.

El aumento de US$ 114 millones en ingresos operacionales durante el primer semestre de 2011 obedece principalmente a los aumentos en las ventas físicas de energía y al aumento en el precio monómico promedio realizado. Además se registró un incremento en los pagos por reliquidaciones de energía y potencia a firme de acuerdo al Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), los cuales están incluidos bajo Ventas en el mercado spot.

Venta de energía y potencia

La venta física de energía a clientes aumentó principalmente por la mayor demanda de parte de la refinería de cobre Altonorte y de Minera Esperanza. La venta física de energía hubiese aumentado en casi un 11% de haberse considerado las ventas en el mercado spot de CTA y de CTH. Tales ventas no se consideraron debido a que los correspondientes ingresos y costos fueron capitalizados, por lo cual no afectaron los resultados de la empresa.

El incremento del 22% en el precio promedio monómico realizado se debió principalmente a los mayores costos de los combustibles, ya que los mecanismos de indexación en las tarifas de nuestros contratos reflejaron el aumento del costo promedio de generación.

Otros ingresos de la operación

La cuenta otros ingresos operacionales incluye ingresos obtenidos por nuestro negocio de distribución de gas natural, peajes de nuestros activos de transmisión, ventas de combustibles a otros generadores a precios cercanos a costo e ingresos de otros servicios tales como servicios portuarios y de mantención de líneas de transmisión. Estos ingresos fueron particularmente elevados durante 2010 debido a un pago por US$ 14,5 millones recibido de nuestro proveedor de gas natural, Tecpetrol, en compensación por interrupciones en los envíos de gas natural en el pasado. A su vez, el combustible vendido a precios cercanos a costo a otros generadores durante el primer semestre de 2010 ascendió a US$ 12,9 millones, en tanto fue de solamente US$ 9,4 millones durante el primer semestre de 2011.

Costos operacionales

	1 Sem. - 2010		1 Sem. - 2011		Variación	
Costos de la operación	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**
Combustibles……..	(233,9)	*61%*	(282,0)	*56%*	**(48,1)**	***21%***
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes……..	(27,0)	*7%*	(77,5)	*16%*	**(50,5)**	***187%***
Depreciación y amortización en el costo de ventas……..	(47,1)	*12%*	(50,9)	*10%*	**(3,8)**	***8%***
Otros costos directos de la operación	(75,7)	*20%*	(88,8)	*18%*	**(13,1)**	***17%***
Total costos directos de ventas……..	**(383,7)**	*96%*	**(499,2)**	*95%*	**(115,6)**	***30%***
Gastos de administración y ventas……..	(16,3)	*4%*	(24,5)	*5%*	**(8,1)**	***50%***
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas……..	(0,6)	*0%*	(0,6)	*0%*	**(0,0)**	***2%***
Otros ingresos……..	0,6	*0%*	1,0	*0%*	**0,4**	***60%***
Total costos de la operación...……	**(399,9)**	*100%*	**(523,3)**	*100%*	**(123,4)**	***31%***
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad……..						
Carbón……..	2.711	*72%*	2.471	*71%*	**(240)**	***-9%***
Gas……	592	*16%*	787	*23%*	**196**	***33%***
Petróleo diesel y petróleo pesado..……...	460	*12%*	215	*6%*	**(245)**	***-53%***
Hidro……..	22	*1%*	22	*1%*	**(0)**	***-2%***
Total generación bruta……	**3.784**	***100%***	**3.495**	***100%***	**(289)**	***-8%***
Menos Consumos propios...……..	(249)	*-7%*	(227)	*-7%*	**22**	***-9%***
Total generación neta……	**3.534**	***93%***	**3.267**	***93%***	**(267)**	***-8%***
Compras de energía en el mercado spot……..	152	***4%***	555	***16%***	**403**	***265%***
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión..……..	**3.687**	***97%***	**3.822**	***109%***	**136**	***4%***

Nuestra generación bruta registró una caída de un 8% durante el primer semestre de 2011 en comparación con el primer semestre de 2010. El faltante para enfrentar el incremento del 6% en las ventas a clientes no-regulados, incluyendo los requerimientos bajo el contrato de suministro de CTH con su cliente, fue adquirido en el mercado spot. Las compras de energía y de potencia a firme incluyen los pagos adicionales de RM39 efectuados por CTH a otros operadores del SING de acuerdo a las regulaciones del CDEC a fin de compensarlos por su capacidad de respaldo durante el período de pruebas. La generación a carbón fue comparativamente baja por la mantención mayor de la unidad U12 y trabajos de mantención en las unidades U15 y CTM2. Adicionalmente, parte de la capacidad de

generación de punta en base a petróleo diesel y petróleo pesado se vio desplazada por la entrada en operación del Terminal GNL Mejillones y por las nuevas unidades carboneras CTA, CTH y Angamos I y II. Cabe señalar que la generación total hubiese permanecido relativamente invariable de haberse considerado la generación en prueba de CTA.

El costo de nuestra mezcla de combustibles aumentó tanto por el mayor peso relativo del GNL en la mezcla de combustibles utilizada, como por el incremento en los precios del diesel, petróleo pesado y GNL. La generación en base a gas natural aumentó desde un 16% en el primer semestre de 2010 a un 23% en el primer semestre de 2011, desplazando la generación en base de petróleo diesel y petróleo pesado, en tanto la generación en base a carbón mantuvo su participación.

Los otros costos directos de la operación incluyen ventas de combustible a otros generadores (US$ 12,1 millones y US$ 8,9 millones durante el primer semestre de 2010 y 2011, respectivamente). Los otros incrementos significativos se debieron a mantenciones y reparaciones (US$ 5 millones) y consultorías y otros servicios de parte de terceros (US$ 5 millones). A su vez, los gastos de personal de planta también aumentaron por los ajustes trimestrales por inflación, un aumento en la dotación, bonos por término de negociación colectiva y los efectos de la inflación local y tipo de cambio en los gastos de personal, que son principalmente en moneda local. El aumento en los gastos por depreciación y amortización está explicado fundamentalmente por el inicio de la depreciación respecto de las recientes inversiones en activos de transmisión, tales como la línea de transmisión Chacaya-El Cobre y la subestación El Cobre.

Resultado operativo

	For the 6-month period ended June 30, (En millones de US$, excepto por porcentajes)					
	1 Sem. - 2010		1 Sem. 2011		Variación	
EBITDA	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**
Total ingresos de la operación	518,9	*100%*	632,8	*100%*	**114,0**	***22%***
Total costo de ventas	(383,7)	*-74%*	(499,2)	*-79%*	**(115,6)**	***30%***
Ganancia bruta……	**135,2**	*26%*	**133,6**	*21%*	**(1,6)**	***-1%***
Total selling, general and administrative expenses and other operating income/(costs).	(16,3)	*-3%*	(24,1)	*-4%*	**(7,8)**	***48%***
Ganancia Operacional…..……..	**119,0**	*23%*	**109,5**	*17%*	**(9,6)**	***-8%***
Depreciation and amortization……...……	47,7	*9%*	51,5	*8%*	**3,8**	***8%***
EBITDA……..…..……..	**166,7**	*32%*	**161,0**	*25%*	**(5,8)**	***-3%***

El EBITDA alcanzó US$ 161 millones, una caída de 3% en el primer semestre de 2011, principalmente por el efecto de la indemnización de US$ 14,5 millones recibida de parte de Tecpetrol en el primer semestre de 2010. El EBITDA hubiese mostrado un incremento de un 6% de excluirse dicha indemnización.

Resultados financieros

	Información Semestral (En millones de US$, excepto por porcentajes)					
	1 Sem. - 2010		1 Sem. - 2011		Variación	
Resultados no operacionales	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**%**
Ingresos financieros……..	2,3	*2%*	2,2	*2%*	**(0,1)**	***-3%***
Gastos financieros……..	(9,4)	*-8%*	(7,8)	*-7%*	**1,6**	***-17%***
Diferencia de cambio……...	(12,0)	*-10%*	4,8	*4%*	**16,8**	***n.a.***
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(1,0)	*-1%*	(0,3)	*0%*	**0,7**	***-66%***
Total resultado no operacional	**(20,2)**	*-17%*	**(1,1)**	*-1%*	**19,1**	***-94%***
Ganancia antes de impuesto……..	98,8	*83%*	108,3	*99%*	**9,5**	***10%***
Impuesto a las ganancias……...	(20,2)	*-17%*	(24,2)	*-22%*	**(4,0)**	***20%***
Ganancia después de impuestos…….	**78,7**	*66%*	**84,1**	*77%*	**5,4**	***7%***
Ganancia por acción……	**0,074**		**0,080**		**0,006**	***8%***

Los gastos financieros muestran una disminución de US$ 1,6 millones ya que en el segundo trimestre del año anterior, CTA había registrado una pérdida por ajuste a valor mercado de sus derivados de tasa de interés. Los gastos financieros relacionados con el financiamiento de proyecto de CTA dejarán de capitalizarse a contar del inicio de su operación comercial.

Las fluctuaciones del tipo de cambio durante el primer semestre de 2011 llevó a una ganancia por Diferencia de cambio de US$ 4,8 millones. Esto contrasta con una pérdida de US$ 12,0 millones durante el primer semestre de 2010. La ganancia fue principalmente por la apreciación contra el dólar del activo por IVA, que se ajusta por inflación. Luego de un reembolso de US$ 87,3 millones por parte de la autoridad tributaria en mayo de 2011 quedan aproximadamente US$ 62 millones de este activo aún por recuperar. El saldo será recuperado mediante devoluciones adicionales por parte de la autoridad tributaria una vez entregado el proyecto y mediante su imputación contra futuros impuestos al valor agregado a pagar una vez que el proyecto se encuentre en régimen comercial.

Ganancia neta

La Ganancia antes de impuesto muestra un aumento de aproximadamente un 10%, o US$ 9,5 millones, principalmente producto del efecto de la variación en la Diferencia de cambio. La utilidad antes de impuestos hubiera permanecido estable de excluirse esta diferencia de cambio y efectos no recurrentes tales como la compensación por US$ 14,5 millones recibida de parte de Tecpetrol en el 2010 y la pérdida de US$ 5.7 millones en el segundo trimestre de 2010 por valorización a precio de mercado de derivados de tasa de interés tomados por CTA. La utilidad antes de impuestos, de excluir estas partidas, permanece relativamente estable. La Ganancia después de impuestos subió un 7% a pesar del aumento temporal en la tasa de impuesto a la renta del 17% al 20%.

Las ganancias netas después de impuestos, producto de lo anterior, alcanzaron los US$ 84,1 millones durante el primer semestre de 2011, lo cual representa ganancias de US$ 0,080 por acción.

Liquidez y recursos de capital

El 17 de diciembre de 2010, E.CL pagó en su totalidad los préstamos que mantenía con empresas relacionadas. Dicho pago lo efectuó con los recursos provenientes del bono 144-A/Reg S a 10 años por un monto de US$ 400 millones con una tasa cupón de 5,625%. A fines del primer semestre de 2011,

E.CL contaba con recursos en efectivo por US$ 163 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto-plazo. Ésto frente a una deuda financiera total nominal de US$ 758,6 millones, de los cuales sólo US$ 69,6 millones tiene vencimiento dentro de un año.[1]

	Para el Semestre finalizado en Junio 30 de	
	(En millones de US$)	
Estado de flujo de efectivo	**2010**	**2011**
Flujos de caja netos provenientes de la operación	167,3	172,4
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(68,4)	(54,8)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(8,7)	(112,2)
Cambio en el efectivo	**90,2**	**5,4**

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación durante el primer semestre de 2011 derivó principalmente de las ganancias operacionales obtenidas en el período, en tanto en el 2010 incluyó además la compensación de Tecpetrol por US$ 14,5 millones.

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 el primer semestre de 2011 y de 2010 ascendieron a los US$ 67,2 millones y US$ 87,5 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

(1) Los montos nominales pueden diferir de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS.

Inversiones en activos fijos

	Información Semestral (En millones de US$)	
CAPEX	**1 Sem. - 2010**	**1 Sem. - 2011**
CTA……..	34,1	21,6
CTH [1]……..	7,3	17,9
Central Tamaya……..	0,1	-
Subestación El Cobre substation y línea de transmisión Chacaya-El Cobre……..	29,4	-
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos……	6,0	6,2
Mejoras Medioambientales ……	-	2,7
Otros	10,6	18,8
Total inversión en activos fijos	**87,5**	**67,2**

(1) Bajo IFRS se reconocen 60% de estas inversiones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el primer semestre de 2011 fueron las siguientes:

- El 5 de mayo de 2011, E.CL pagó dividendos por un total de US$ 100,1 millones, equivalentes a un 50% de nuestra ganancia neta de 2010.
- El 16 de mayo de 2011, CTA y CTH recibieron reembolsos de IVA pagado por las inversiones en dichos proyectos por valores de US$ 52,0 millones y US$ 35,3 millones, respectivamente. Los fondos fueron usados íntegramente para pagar préstamos otorgados por los accionistas de estas compañías: E.CL, e Inversiones Punta de Rieles Ltda., dueña de un 40% de CTH.
- El 15 de junio de 2011, CTA canceló la primera cuota de capital del financiamiento de proyecto proporcionado por el IFC y KfW por un monto de capital de US$ 2,8 millones.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio de 2011. 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				
	Períodos de vencimiento de pagos				
	(En millones de US$)				
	Total	**< 1 año**	**1 - 3 años**	**3 - 5 años**	**Más de 5 años**
Deuda bancaria……	335,9	55,8	16,6	22,6	240,9
Bonos (144 A/Reg S…….……..	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....……	2,0	-	1,9	-	0,1
Intereses devengados…….……	13,8	13,8	-	-	-
Mark-to-market swaps…….……	6,9	-	-	-	6,9
Total	**758,6**	**69,6**	**18,5**	**22,6**	**647,9**

La deuda bancaria al 30 de junio 2011 en el cuadro anterior incluye los giros bajo el financiamiento de proyecto otorgado por el IFC y el KfW a nuestra subsidiaria CTA. Éstos ascendían a dicha fecha a un monto de capital total de US$ 285,9 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. Adicionalmente, la deuda bancaria incluye un crédito bilateral con el Banco Santander por US$ 50 millones, el cual fue cancelado a su vencimiento en julio de 2011. Este préstamo contaba con una sola restricción financiera que establecía un máximo de deuda financiera sobre patrimonio de 1,1 veces.

Los bonos corresponden a nuestra colocación bajo el formato 144-A/Reg S por US$ 400 millones a 10 años pagadero 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$ 2,0 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado negativo de US$ 6,9 millones resultante de la valorización a precio de mercado de los derivados de tasa de interés 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

E.CL no cuenta con una política de dividendos establecida. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros del año, 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 14 de abril de 2011 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por monto equivalente al 50% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2010. Este dividendo fue pagado el día 5 de mayo de 2011.

El Directorio aprobó con posterioridad al cierre del trimestre el pago de un dividendo provisorio de US$ 0,0237347080 por acción a cuenta de las utilidades del año 2011. Dicho dividendo se pagará el 25 de agosto de 2011 y asciende a la suma de US$ 25,000,000.

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

Dividendos efectivamente pagados por E.CL en 2010 y 2011			
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

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 de 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 sea un buen reflejo de la composición de las fuentes de combustibles utilizada en nuestra generación de electricidad.

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 en curso, CTA y CTH. En mayo de 2011 se recuperaron US$ 87,3 millones de parte de la autoridad tributaria, con el saldo a recuperar mediante devoluciones adicionales luego de la entrega de los proyecto y mediante imputación contra los impuestos al valor agregado pagaderos que apliquen respecto de los ingresos que generen los proyectos en el tiempo. Hemos ocasionalmente tomado contratos de cobertura (“forwards”) para cubrir parcialmente la exposición de este activo al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 30 de junio de 2011, un 93% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía aun monto total de capital de US$ 736 millones, estaba a tasa fija. El 7% restante correspondía a la porción no cubierta del financiamiento del proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

		Al 30 de Junio de 2011							
		Vencimiento contractual							
		(En millones de US$)							
	Tasa de interés promedio	Porción corriente-	2012	2013	2014	2015 y más	Porción largo		TOTAL
Fixed Rate									
(US$)	4.04% p.a.	50,0	-	-	-	-	-	0	50,0
(US$)	Tasa fija base según swap de 3,665% p.a. + spread de 2.50%[1]	4,8	2,5	7,2	7,8	211,7	229,2	0	234,0
(US$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0	0	400,0
Variable Rate		-	-	-	-	-	-	0	-
(US$)	LIBOR (180) + 2.50% p.a. [1]	1,0	0,6	1,6	1,7	47,0	50,9	0	51,9
Total [2]		**55,8**	**3,1**	**8,8**	**9,5**	**658,7**	**680,1**	0	**735,9**

(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 presentan un bajo nivel de riesgo. Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo y 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.

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	Ventas Física (en GWh)					
	2010			2011		
	1T10	2T10	Total 1 Sem.	1Q11	2Q11	6M Total
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.717	1.789	3.506	1.800	1.904	3.704
Ventas de energía al mercado spot	22	25	47	0	0	0
Total ventas de energía……	**1.740**	**1.814**	**3.554**	**1.800**	**1.904**	**3.704**
Generación bruta por combustible						
Carbón……..	1.343	1.367	2.711	1.167	1.304	2.471
Gas……	196	396	592	391	396	787
Petróleo diesel y petróleo pesado……..	285	175	460	119	96	215
Hidro……..	12	11	22	13	9	22
Total generación bruta……	**1.835**	**1.949**	**3.784**	**1.689**	**1.805**	**3.495**
Menos Consumos propios…..……..	(121,0)	(128,5)	(249,4)	(100,1)	(127)	(227,2)
Total generación neta……	**1.714**	**1.820**	**3.534**	**1.589**	**1.678**	**3.267**
Compras de energía en el mercado spot	91	61	152	289	266	555
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	**1.805**	**1.881**	**3.687**	**1.878**	**1.944**	**3.822**

Estado de resultados trimestrales

(En millones de US$)

IFRS	2010						2011		
	1Q10	2Q10	1S10	3Q10	4Q10	Total	1Q11	2Q11	Total
Ingresos de la operación									
Ventas a clientes no regulados……	221,0	239,6	460,6	247,9	254,4	1.423,5	267,4	307,2	574,6
Ventas al mercado spot y ajustes……..	3,1	9,1	12,2	23,4	14,0	61,8	13,9	10,6	24,5
Total ingresos por venta de energía y potencia……	**224,1**	**248,7**	**472,8**	**271,3**	**268,4**	**1.485,3**	**281,3**	**317,8**	**599,0**
Ventas por distribución de gas..……..	3,1	1,0	4,1	3,3	4,9	16,4	1,5	1,5	3,0
Otros ingresos operacionales……	18,8	23,2	42,0	8,7	45,5	138,2	19,3	11,5	30,8
**Total ingresos operacionales…….. **	**246,0**	**272,9**	**518,9**	**283,3**	**318,8**	**1.639,9**	**302,1**	**330,8**	**632,8**
Costos de la operación									
Combustibles……..	(103,5)	(130,4)	(233,9)	(132,5)	(137,5)	(737,8)	(125,4)	(156,6)	(282,0)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y	(16,9)	(10,1)	(27,0)	(15,8)	(32,1)	(101,9)	(41,5)	(36,1)	(77,5)
Depreciación y amortización en el costo de ventas……..	(24,1)	(23,0)	(47,1)	(22,2)	(29,2)	(145,6)	(24,9)	(26,0)	(50,9)
Otros costos directos de la operación	(25,8)	(49,9)	(75,7)	(43,7)	(47,8)	(242,9)	(46,8)	(42,0)	(88,8)
**Total costos directos de ventas…….. **	**(170,3)**	**(213,4)**	**(383,7)**	**(214,2)**	**(246,6)**	**(1.228,2)**	**(238,5)**	**(260,7)**	**(499,2)**
Gastos de administración y ventas……..	(10,1)	(6,2)	(16,3)	(9,8)	(12,2)	(54,6)	(10,0)	(14,5)	(24,5)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas……..	(0,3)	(0,3)	(0,6)	(0,3)	(0,2)	(1,7)	(0,3)	(0,3)	(0,6)
Otros ingresos de la operación……	0,2	0,4	0,6	0,6	1,9	3,7	0,7	0,3	1,0
**Total costos de la operación...……. **	**(180,5)**	**(219,4)**	**(399,9)**	**(223,7)**	**(257,1)**	**(1.280,7)**	**(248,1)**	**(275,2)**	**(523,3)**
**Ganancia operacional……. **	**65,5**	**53,5**	**119,0**	**59,5**	**61,7**	**359,2**	**54,0**	**55,6**	**109,5**
**EBITDA……..…….. **	**89,9**	**76,8**	**166,7**	**82,1**	**91,1**	**506,5**	**79,2**	**81,9**	**161,0**
Ingresos financieros……..	1,0	1,3	2,3	1,2	0,9	6,6	1,0	1,2	2,2
Gastos financieros……..	(2,7)	(6,7)	(9,4)	(3,1)	(1,6)	(23,5)	(3,7)	(4,1)	(7,8)
Diferencia de cambio……..	(4,1)	(7,9)	(12,0)	21,2	6,5	3,7	(5,9)	10,6	4,8
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	-	(1,0)	(1,0)	2,3	(2,5)	(2,2)	(0,2)	(0,2)	(0,3)
Total resultado no operacional	**(5,9)**	**(14,3)**	**(20,2)**	**21,6**	**3,3**	**(15,5)**	**(8,7)**	**7,6**	**(1,1)**
Ganancia antes de impuesto……..	59,6	39,3	98,8	81,2	65,0	343,7	45,3	63,0	108,3
Impuesto a las ganancias……..	(11,2)	(9,0)	(20,2)	(11,0)	(13,5)	(64,9)	(11,3)	(12,9)	(24,2)
**Ganancia después de impuestos……. **	**48,5**	**30,2**	**78,7**	**70,2**	**51,5**	**278,9**	**34,0**	**50,1**	**84,1**
**Ganancia por acción…… **	**0,046**	**0,029**	**0,074**	**0,066**	**0,049**	**0,263**	**0,032**	**0,048**	**0,080**

Quarterly Balance Sheet			
(In U.S.$ millions)			
	2010	2011	
	31-Dec-10	31-Mar-11	30-Jun-11
Activo corriente			
Efectivo y efectivo equivalente (1)	148,8	156,7	163,4
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	242,4	240,6	231,4
Impuestos por recuperar	32,8	44,5	30,2
Otros activos corrientes	244,4	272,1	199,6
Total activos corrientes	**668,4**	**713,9**	**624,6**
Activos no corrientes			
Propiedades, planta y equipos - neto	1.739,0	1.753,1	1.739,9
Otros activos no corrientes	404,9	403,5	407,6
TOTAL ACTIVO	**2.812,3**	**2.870,5**	**2.772,1**
Pasivos corrientes			
Deuda financiera (1)	55,6	64,3	66,0
Otros pasivos corrientes	292,7	308,7	218,4
Total pasivos corrientes	**348,3**	**373,0**	**284,4**
Pasivos no corrientes			
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	662,6	659,9	663,3
Otros pasivos de largo plazo	180,4	180,8	187,2
Total pasivos no corrientes	**843,0**	**840,7**	**850,5**
Patrimonio	**1.621,0**	**1.656,8**	**1.637,2**
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	**2.812,3**	**2.870,5**	**2.772,1**
(1) Incluye inversiones de corto-plazo disponibles para la venta.			
(2) Incluye deuda con compañías relacionadas.			

PRINCIPALES INDICES DEL BALANCE GENERAL

	31-Dec-10	31-Mar-11	30-Jun-11
Indice de liquidez corriente (veces)	1,92	1,91	2,2
Indice de liquidez ácida (veces)	1,64	1,62	1,82
Razón deuda/patrimonio (veces)	0,73	0,73	0,69
Deuda corto plazo/deuda total (%)	29,24	30,73	25,06
Deuda largo plazo/deuda total (%)	70,76	69,27	74,94
Inversión inmovilizada (%)	107,28	104,96	106,27
Valor libro de la acción (US$)	1,53	1,56	1,55