# E.CL S.A.

## ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## CORRESPONDIENTE AL PERIODO TERMINADO

## AL 31 de MARZO DE 2011

MMUS$ : Millones de dólares norteamericanos (dólar)

**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

**AL 31 DE MARZO 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 S.A. 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 generador de electricidad más grande de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), el segundo mayor sistema interconectado del país. E.CL tiene 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 se adjudicó, 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 1 S.A., E.CL adquirió otros activos de generación eléctrica en el Norte Grande, incluyendo Electroandina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A. (CTA), el 60% de Inversiones Hornitos S.A (CTH), y las compañías de transporte de gas, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.(GNAA) y Gasoducto Nor Andino S.A. (GNAC). Actualmente, E.CL pertenece en un 52.77% a compañías controladas por International Power, a su vez controlada en un 70% por GDF Suez. El 47.23% restante de sus acciones se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago desde la venta de la participación accionaria de 40% que Codelco tenía en la compañía ocurrida el 28 de enero de 2011. Para mayor información, por favor diríjase a www.e-cl.cl.

# E.CL TUVO UTILIDADES NETAS DE US$ 34.0 MILLONES Y UN EBITDA DE US$ 79 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2011.

**LOS INGRESOS DE LA EMPRESA REGISTRARON UN INCREMENTO DEL 23% A US$ 302 MILLONES ANTE EL AUMENTO EN EL NIVEL DE VENTAS FÍSICAS Y TARIFAS. LA MAYOR VENTA FÍSICA SE EXPLICA POR LA NUEVA DEMANDA DE MINERA ESPERANZA Y EL AUMENTO DE TARIFAS SE EXPLICA POR EL TRASPASO DE LOS INCREMENTOS EN LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES. NUESTRA GENERACIÓN CAYÓ EN UN 7% COMO RESULTADO DE LA MANTENCIÓN MAYOR DE NUESTRA UNIDAD CARBONERA U12 Y DE UNA MANTENCIÓN DE 14 DÍAS EN NUESTRA UNIDAD U15, LO CUAL NOS OBLIGÓ A COMPRAR ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT. A PESAR DEL DETERIORO EN EL MARGEN BRUTO SOBRE VENTAS ELÉCTRICAS, LOS TRASPASOS DE COSTOS A TARIFAS MÁS LAS RELIQUIDACIONES DE POTENCIA FIRME PERMITIERON UN INCREMENTO EN LA UTILIDAD BRUTA DEL NEGOCIO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, EN LÍNEA CON EL INCREMENTO EN VENTAS FÍSICAS.**

**HECHOS RECIENTES:**

- **Pago de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 14 de abril de 2011, acordó un pago de dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 de US$ 0,09505 por acción, el cual se pagará el día 5 de mayo de 2011. El monto total a distribuir es de US$ 100.119.615,93.

- **Reducción de capital:** Nuestro capital se redujo en 0,69% en febrero de 2011, como resultado de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 27 de la Ley de Sociedades Anónimas chilena con ocasión de la fusión con Inversiones Tocopilla 1 S.A. La normativa requiere la reducción del capital en aquellas circunstancias en que la sociedad mantiene acciones de propia emisión en cartera por más de un año, cuando dicha adquisición haya resultado del ejercicio del derecho de retiro de accionistas. Esto incrementó la participación en la empresa de las afiliadas de International Power/GDF Suez de 52,4% a 52,77%, en tanto que los accionistas restantes incrementaron su participación desde 46,91% a 47,23%.

**HECHOS DESTACADOS EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2011:**

- **Venta del 40% de E.CL por parte de Codelco:** El 28 de enero de 2011 Codelco vendió el 40% de propiedad accionaria que tenía en E.CL a través de un remate público en la Bolsa de Comercio de Santiago, a un precio de $ 1.200 por acción, recaudando un total de aproximadamente US$1.038 millones, la mayor oferta secundaria de acciones registrada en la bolsa chilena a la fecha. La transacción fue liderada por Larraín Vial y JP Morgan con la colaboración de Banco Santander. Como resultado de esta venta, aparte de compañías pertenecientes al grupo International Power/GDF Suez, E.CL cuenta hoy con más de 2.000 accionistas. Éstos incluyen fondos de pensiones chilenos, con un total de aproximadamente 13,5%; otros accionistas institucionales chilenos, con un 7,2%; accionistas institucionales extranjeros, con un 10,6%; y otros accionistas, con un 15,6%.

- **Nueva norma de emisiones:** El nuevo reglamento de emisiones de centrales termoeléctricas propuesto por la Comisión Nacional del Medio Ambiente ("CONAMA") con respecto a emisiones de material particulado así como de gases (NOx, $SO_2$) y metales pesados como el mercurio, fue firmado por el Presidente de la República en enero de 2011 y se encuentra actualmente en la Contraloría General de la República. Los detalles de la nueva normativa se conocerán luego de su aprobación por la Contraloría. Según un comunicado de prensa del Ministerio del Medio Ambiente, 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.

- **Avance de proyectos CTA y CTH:** Las centrales carboneras en construcción en Mejillones, CTA y CTH, cada una con capacidad bruta de 165 MW con tecnología de lecho fluidizado, reportaron grados de avance de 99,5% y 99,2%, respectivamente, al 31 de marzo de 2011. Las obras de construcción se encuentran prácticamente terminadas y ambas unidades se encuentran en sus períodos de prueba. Se espera que tanto CTA como CTH entren en operación comercial a mediados de 2011.

- **Modificación de contratos de CTA:** El 24 de enero de 2011, CTA, E.CL, la Corporación Financiera Internacional ("IFC"), KfW y otros bancos acreedores de CTA firmaron una modificación a los contratos de crédito mediante la cual, entre otras cosas, se extendió el plazo establecido en los contratos de crédito para la entrega del proyecto desde el 15 de abril de 2011 al 15 de octubre de 2011. E.CL acordó (i) garantizar la segunda y tercera cuota de capital e intereses aparte de la primera que ya estaba garantizada y (ii) continuar financiando los costos del proyecto hasta su término por un monto de hasta US$ 35 millones. Al término del período de construcción y al cumplir con los requisitos para desembolso, CTA tendrá derecho a solicitar un desembolso por la porción no utilizada del crédito, cuyo importe podrá ser utilizado para repagar a E.CL el exceso por sobre la proporción deuda/capital de 79,83%/20,19% estipulada en el contrato de crédito. Adicionalmente, CTA y Codelco modificaron el contrato de suministro eléctrico entre ellos para extender la fecha de término del contrato; es decir, la fecha en que el contrato termina automáticamente si CTA no ha entrado en operación comercial, desde el 1 de junio de 2011 al 1 de junio de 2012. Las partes acordaron que si CTA no se encuentra en operación comercial al 1 de junio de 2011, E.CL y su filial Electroandina continuarán suministrando la energía necesaria a Codelco hasta el inicio de operaciones de la nueva central.

- **Combinación de International Power y GDF Suez Energy International:** En febrero de 2011, la firma británica, International Power se fusionó con GDF Suez Energy International, dando origen a un operador líder en el sector energético a nivel global, con casa matriz en Londres. Después de esta fusión, International Power quedó con 66GW de capacidad instalada de generación eléctrica, 22GW en construcción y presencia en seis regiones claves del mundo (Latinoamérica; Norteamérica; Europa; Medio Oriente, Turquía y África; Asia y Australia). GDF Suez posee el 70% del capital accionario de la nueva International Power, y el resto de las acciones se transa en la Bolsa de Londres con la denominación "IPR". Como resultado de esta combinación, International Power actualmente posee indirectamente un 52,77% de participación accionaria en E.CL.

## ANTECEDENTES GENERALES

La empresa opera en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el segundo mayor sistema interconectado del país, el cual provee servicio al norte del país y a una porción significativa de su industria minera. Dada las condiciones locales, se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural, GNL y petróleo diesel.

El SING se caracterizó durante el 1T 2011 por las pruebas de nuevos proyectos carboneros eficientes que representan un incremento significativo en la capacidad instalada del sistema. Estos incluyen las unidades de CTA y CTH de propiedad de E.CL, cada una con 165MW, y la unidad Angamos 1, de propiedad de AES Gener, con 264 MW, la cual quedó completamente operativa a contar de abril, pero que se encontraba generando en el primer trimestre durante su período de prueba. La necesidad de contar con generación de respaldo y otros costos asociados con nuevas unidades en prueba que desplazan generación eficiente incrementaron los costos marginales a los cuales se efectuaron las compras spot durante el trimestre.

**Generación por Tipo de Combustible (en GWh)**

| Tipo de Combustible | 1T 2011 GWh | 1T 2011 % del total | 1T 2010 GWh | 1T 2010 % del total | Var. T c/ T Monto | Var. T c/ T % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Hidro | 20 | *1%* | 16 | *0%* | *5* | *30%* |
| Carbón | 2,266 | *61%* | 2,123 | *59%* | *143* | *7%* |
| Gas Argentino (AES Gener) | 327 | *9%* | 392 | *11%* | *(65)* | *-17%* |
| LNG (1T11) / Gas. Arg. (1T10) | 845 | *23%* | 300 | *8%* | *544* | *181%* |
| Diesel / Fuel oil | 275 | *7%* | 769 | *21%* | *(494)* | *-64%* |
| **Total generación bruta SING** | **3,734** | ***100%*** | **3,601** | ***100%*** | ***133*** | *4%* |

Fuente: CDEC-SING

**Generación por Empresa** (en GWh)

| Empresa | 1T 2011 GWh | 1T 2011 % del total | 1T 2010 GWh | 1T 2010 % del total | Var. T c/ T Monto | Var. T c/ T % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| AES Gener | 327 | *9%* | 392 | *11%* | *(65)* | *-17%* |
| Norgener / Angamos | 778 | *21%* | 564 | *16%* | *214* | *38%* |
| Celta | 268 | *7%* | 219 | *6%* | *49* | *23%* |
| GasAtacama | 595 | *16%* | 571 | *16%* | *24* | *4%* |
| E.CL (con CTH al 100%) | 1,746 | *47%* | 1,835 | *51%* | *(90)* | *-5%* |
| Other | 21 | *1%* | 19 | *1%* | *1* | *6%* |
| **Total generación bruta SING** | ***3,734*** | ***100%*** | ***3,601*** | ***100%*** | ***133*** | ***4%*** |

Fuente: CDEC-SING

El sistema se vio afectado por el fuerte incremento en los precios de combustibles, con un aumento de aproximadamente 20% en los precios del petróleo (WTI), 40% en los precios del carbón y 30% en los precios del diesel.

Adicionalmente, los pagos por ajustes de seguridad (RM39) se incrementaron como resultado de las necesidades del sistema de contar con capacidad de respaldo durante la etapa de prueba de unidades nuevas. Esto afectó los precios marginales al cual ocurren las transferencias de energía entre empresas generadoras (precios spot). Los costos marginales o precios spot, incluyendo los ajustes RM39, aumentaron en un 24% en promedio, de US$ 156/MWh a US$ 192/MWh. No obstante, estos precios varían de hora en hora y nuestro precio promedio para compras en el mercado spot de hecho disminuyó de período en período.

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

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

## 1T 2011 comparado con el 1T 2010

### *Ingresos operacionales*

| IFRS | Información Trimestral | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1T 2011 | | 1T 2010 | | *Var. T c/ T* | |
| | Monto | % del total | Monto | % del total | *Monto* | *%* |
| **Ingresos de la operación** | (En millones de U.S.$, excepto por volúmenes y porcentajes) | | | | | |
| Ventas a clientes no regulados…….. | 267,4 | *88%* | 221,0 | *90%* | *46,3* | *21%* |
| Ventas al mercado spot y ajustes…..……. | 13,9 | *5%* | 3,1 | *1%* | *10,8* | *344%* |
| Total ingresos por venta de energía y potencia…… | **281,3** | *93%* | **224,2** | *91%* | ***57,2*** | *25%* |
| Ventas por distribución de gas..…….. | 1,5 | *0%* | 3,1 | *1%* | *(1,6)* | *-52%* |
| Otros ingresos operacionales…… | 19,3 | *6%* | 18,8 | *8%* | *0,6* | *3%* |
| | - | | | | | |
| Total ingresos operacionales……. | **302,1** | *100%* | **246,0** | *100%* | ***56,1*** | *23%* |
| **Estadísticas físicas (en GWh)** | | | | | | |
| Ventas de energía a clientes no regulados… | 1.800 | *100%* | 1.717 | *99%* | *82* | *5%* |
| Ventas de energía al mercado spot……. | 0 | *0%* | 22 | *1%* | *(22)* | *-100%* |
| | - | | | | | |
| Total ventas de energía…….. | **1.800** | *100%* | **1.740** | *100%* | ***60*** | *3%* |
| **Precio promedio monómico realizado (U.S.$/MWh)**[(1)] | **156,3** | | **128,9** | | ***27,4*** | *21%* |

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

En el 1T 2011 los ingresos totales de la operación aumentaron en un 23% o US$ 56 millones comparado con el 1T 2010. Este aumento está explicado principalmente por un 3% de aumento en las ventas físicas de energía, un 21% de aumento en el precio promedio monómico realizado y por el efecto de los pagos de reliquidación de potencia firme y de energía recibidos de parte del centro de despacho económico de carga CDEC, según se indica abajo.

### *Venta de energía y potencia*

Las ventas físicas de electricidad aumentaron en un 3%, principalmente por el incremento en la demanda de parte de la refinería de cobre Xstrata y de parte de Minera Esperanza, la cual entró en producción. Este incremento en la demanda más que compensó las caídas en demanda de parte de otras mineras, como Gaby y El Abra, la cual se encuentra efectuando modificaciones a su proceso productivo. El aumento de 21% en los precios promedio se debió a los mayores precios de combustibles que fueron traspasados a las tarifas según los mecanismos de indexación de nuestros contratos. El saldo de US$ 13,9 millones presentado en el 1T 2011 bajo ventas al mercado spot y ajustes corresponde en su totalidad a reliquidaciones por ajustes retroactivos mensuales por energía y anuales por capacidad a firme del CDEC.

### Otros ingresos de la operación

Los otros ingresos de la operación durante el 1T 2010 consideraron un pago por US$ 14,4 millones recibidos de nuestro proveedor de gas natural, Tecpetrol, en compensación por interrupciones en los

envíos de gas natural en el pasado. Durante el 1T 2011 estos ingresos correspondieron principalmente a casi US$ 9 millones en compras de combustible vendidas a otros generadores a precios cercanos al costo, y a un incremento en los ingresos por otros servicios, tales como peajes de nuestros activos de transmisión, servicios portuarios y de mantención de líneas de transmisión.

### *Costos operacionales*

| IFRS | Información Trimestral | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1T 2011 | | 1T 2010 | | Var. T c/ T | |
| | Monto | % del total | Monto | % del total | Monto | % |
| **Costos de la operación** | (En millones de U.S.$, excepto por volúmenes y porcentajes) | | | | | |
| Combustibles……. | (125,4) | *51%* | (103,5) | *57%* | *(21,9)* | *21%* |
| Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes…… | (41,5) | *17%* | (16,9) | *9%* | *(24,5)* | *145%* |
| Depreciación y amortización en el costo de ventas……. | (24,9) | *10%* | (24,1) | *13%* | *(0,8)* | *3%* |
| Otros costos directos de la operación | (46,8) | *19%* | (25,8) | *14%* | *(21,0)* | *81%* |
| **Total costos directos de ventas…….** | **(238,5)** | *96%* | **(170,3)** | *94%* | ***(68,2)*** | |
| Gastos de administración y ventas……. | (10,0) | *4%* | (10,1) | *6%* | *0,1* | *-1%* |
| Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas……. | (0,3) | *0%* | (0,3) | *0%* | *0,0* | |
| Otros ingresos de la operación…… | 0,7 | *0%* | 0,2 | *0%* | *0,5* | *237%* |
| **Total costos de la operación...…….** | **(248,1)** | *100%* | **(180,5)** | *100%* | ***(67,7)*** | *37%* |
| **Estadísticas físicas (en GWh)** | | | | | | |
| Generación bruta de electricidad……. | | | | | | |
| Carbón……. | 1.167 | *69%* | 1.343 | *73%* | *(177)* | *-13%* |
| Gas…….. | 391 | *23%* | 196 | *11%* | *196* | *100%* |
| Petróleo diesel y petróleo pesado..……. | 119 | *7%* | 285 | *16%* | *(166)* | *-58%* |
| Hidro……. | 13 | *1%* | 12 | *1%* | *1* | *10%* |
| **Total generación bruta……** | **1.689** | *100%* | **1.835** | *100%* | ***(146)*** | *-8%* |
| *Menos* Consumos propios...…….. | (100,1) | *-5%* | (121) | *-7%* | *21* | *-17%* |
| **Total generación neta…….** | **1.589** | *85%* | **1.714** | *95%* | ***(125)*** | *-7%* |
| Compras de energía en el mercado spot…….. | 289 | *15%* | 91 | *5%* | *198* | *217%* |
| Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión..…… | **1.878,1** | *100%* | **1.805,3** | *100%* | ***72,8*** | *4%* |

Nuestra generación bruta cayó en un 8% durante el 1T 2011 comparado con el 1T 2010, lo cual fue más que compensado por compras en el mercado spot para cubrir la caída y enfrentar el incremento del 3% en las ventas físicas. La caída en la generación fue causada por las actividades de mantención, incluyendo una mantención mayor en una de nuestras unidades que se extenderá a parte de abril, y al desplazamiento de generación en el sistema para otorgar prioridad para las pruebas de los nuevos proyectos que están entrando en línea. Estos nuevos proyectos representan un significativo incremento en la capacidad instalada al 31 de marzo de 2011.

El costo de combustibles se incrementó en un 21%, lo cual está en línea con el incremento en ingresos. Nuestra generación neta, sin embargo, disminuyó en un 7% debido a las mantenciones y a la mantención mayor de una de nuestras unidades carboneras y al desplazamiento de nuestras unidades de diesel y petróleo pesado de generación de punta. Esta disminución fue sólo parcialmente compensada por una mayor generación de parte de las unidades a gas. El faltante para satisfacer las ventas contractuales hubo de adquirirse en el mercado spot. El significativo incremento en otros costos directos de la operación corresponde en gran medida a la venta de casi US$ 9 millones en combustible a otros generadores a precios cercanos a costo, y a un número de partidas menores, las cuales incluyen

un aumento en costos de mantención principalmente por la mantención de nuestra unidad U15 que tuvo lugar en el primer trimestre, a un incremento en las primas de seguro luego del terremoto que tuvo lugar en Chile en febrero de 2010, y a un incremento en la partida de remuneraciones de las plantas. Estas últimas obedecieron principalmente al efecto conjunto de los ajustes trimestrales por inflación, la apreciación del peso con respecto a los gastos de personal que son principalmente en moneda local, y a un incremento en la dotación de planta en el año transcurrido.

| IFRS | Información Trimestral | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1T 2011 | | 1T 2010 | | Var. T c/ T | |
| | Monto | % del total | Monto | % del total | Monto | % |
| **Margen eléctrico** | (En millones de U.S.$, excepto por los porcentajes) | | | | | |
| Total ingresos por ventas de energía y potencia…….. | **281,3** | *100%* | **224,2** | *100%* | ***57,2*** | *25%* |
| Costo de combustibles……. | (125,4) | *-45%* | (103,5) | *-46%* | *(21,9)* | *21%* |
| Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes……. | (41,5) | *-15%* | (16,9) | *-8%* | *(24,5)* | *145%* |
| Utilidad bruta del negocio de generación de electricidad…….. | **114,5** | *41%* | **103,7** | *46%* | ***10,7*** | *10%* |
| *Margen eléctrico* | 41% | | 46% | | | |

El costo por MWh de suministro promedio aumentó en un 33% con caída en el margen eléctrico, como se puede ver en el cuadro anterior, principalmente por el aumento en las compras spot para compensar la caída en la generación durante el 1T 2011.

## Resultados operacionales

| IFRS | Información Trimestral | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1T 2011 | | 1T 2010 | | Var. T c/ T | |
| | Monto | % del total | Monto | % del total | Monto | % |
| **EBITDA** | (En millones de U.S.$, excepto por los porcentajes) | | | | | |
| Total ingresos de la operación…… | 302,1 | *100%* | 246,0 | *100%* | *56,1* | *23%* |
| Total costo de ventas...…… | (238,5) | *-79%* | (170,3) | *-69%* | *(68,2)* | *40%* |
| **Ganancia bruta…….** | **63,6** | *21%* | **75,7** | ***31%*** | ***(12,1)*** | *-16%* |
| Total gastos de administración y ventas… | (10,3) | *-3%* | (10,4) | *-4%* | *0,1* | *-1%* |
| Otros ingresos de la operación | 0,7 | *0%* | 0,2 | *0%* | *0,5* | *237%* |
| **Ganancia operacional.…….** | **54,0** | *18%* | **65,5** | ***27%*** | ***(11,5)*** | *-18%* |
| Depreciación y amortización……...…… | 25,2 | *8%* | 24,4 | *10%* | *0,8* | *3%* |
| **EBITDA…….…….** | **79,2** | *26%* | **89,9** | ***37%*** | ***(10,7)*** | *-12%* |
| **EBITDA……..** | | | | | | |

El margen de EBITDA bajó en casi un 12% en el 1T 2011 comparado con el 1Q 2010 debido principalmente al incremento en gastos operacionales señalados anteriormente. El incremento en los costos de combustible casi no tuvo efecto debido a que se traspasaron a clientes mediante los mecanismos de indexación incluidos en nuestros contratos. Los incrementos en costos por las compras en el mercado spot también fueron traspasadas en gran medida.

## Resultados financieros

| IFRS | Información Trimestral | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1T 2011 | | 1T 2010 | | *Var. T c/ T* | |
| | Monto | % del total | Monto | % del total | *Monto* | *%* |
| **Resultados no operacionales** | (En millones de U.S.$, excepto por los porcentajes) | | | | | |
| Ingresos financieros……. | 1,0 | 0% | 1,0 | 0% | *0,0* | *3%* |
| Gastos financieros……. | (3,7) | -1% | (2,7) | -1% | *(1,0)* | *38%* |
| Diferencia de cambio…….. | (5,9) | -2% | (4,1) | -2% | *(1,7)* | *41%* |
| Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos……. | (0,2) | 0% | (0,0) | 0% | *(0,2)* | *2125%* |
| **Total resultado no operacional** | **(8,7)** | -3% | **(5,9)** | -2% | ***(2,9)*** | *49%* |
| Ganancia antes de impuesto……. | 45,3 | 15% | 59,6 | 24% | *(14,3)* | *-24%* |
| Impuesto a las ganancias…….. | (11,3) | -4% | (11,2) | -5% | *(0,2)* | *2%* |
| **Ganancia después de impuestos…….** | **34,0** | 11% | **48,5** | 20% | **(14,5)** | *-30%* |
| **Ganancia por acción……** | **0,032** | | **0,046** | | | |

Aunque los montos de deuda permanecieron relativamente invariables, el gasto financiero aumentó en casi US$1,3 millones, principalmente porque la tasa fija anual de 5,625% del bono a 10 años por US$ 400 millones fue mayor que la tasa promedio de LIBOR + 2,76% p.a. que mantenían nuestros préstamos con compañías relacionadas que fueron prepagados con los recursos de dicho bono. En lo sucesivo, los gastos financieros incluirán los intereses del financiamiento de CTA, los cuales serán reconocidos como gasto del período a contar de la fecha de inicio de operaciones comerciales.

Las pérdidas por diferencia de cambio aumentaron durante el 1T 2011 en comparación con el 1T2010, reflejando el efecto de la tasa de depreciación del peso de un 1% en ambos períodos sobre un mayor saldo de activos denominados en pesos chilenos.

No obstante la disminución en la ganancia antes de impuesto, los impuestos a las ganancias permanecieron relativamente estables debido al aumento en la tasa de impuesto corporativa de un 17% a un 20% respecto de los ingresos devengados durante el 2011 producto del terremoto que afectó la zona centro-sur del país en febrero del presente. La tasa de impuesto corporativo deberá bajar a 18,5% respecto de los ingresos a devengarse durante 2012 y se espera su retorno a un 17% en el 2013.

Las ganancias netas después de impuestos alcanzaron los US$ 34,0 millones durante el primer trimestre de 2011, o US$ 0,032 por acción. Esto representa una disminución del 30% comparado con el 1T 2010, principalmente como resultado del aumento en los gastos operacionales. Estos se relacionaron en gran medida al efecto conjunto de las variaciones del tipo de cambio e inflación local en los gastos de personal, en el aumento de los gastos de mantención en el trimestre y los mayores costos por seguros señalados anteriormente.

## Liquidez y recursos de capital

El 17 de diciembre de 2010, E.CL pagó en su totalidad los préstamos que mantenía con empresas relacionadas 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 de del 1T 2011, E.CL contaba con recursos en efectivo por US$ 157 millones (incluyendo los activos disponibles para la venta), frente a una deuda financiera total nominal[1] de US$ 755,5 millones, de los cuales sólo US$ 67,3 millones tiene vencimiento dentro de un año.

[1] Los montos nominales pueden diferir de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS.

## Flujos de caja provenientes de la operación

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. Bajo IFRS, a partir de 2010, 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 entre otras inversiones en activos fijos.

Nuestras inversiones en activos fijos en el 1T 2011 y 1T 2010 llegaron a los US$ 41.8 millones y US$ 35.5 millones respectivamente, según se indica:

**Inversiones en actives fijos ("CAPEX") (1)**

| | Información Trimestral | |
|---|---|---|
| | 1T 2011 | 1T 2010 |
| **CAPEX** | (En millones de U.S.$) | |
| CTA…….. | 23,1 | 18,1 |
| CTH [(1)]…… | 4,0 | 9,6 |
| Central Tamaya…….. | | 0,1 |
| Subestación El Cobre substation y línea de transmisión Chacaya-El Cobre……. | | 2,9 |
| Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos…… | 5,2 | 2,6 |
| Otros | 9,5 | 2,2 |
| **Total inversión en activos fijos** | **41,8** | **35,5** |

## Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2011. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de deuda, los que pueden diferir de los montos reportados en nuestros balances bajo la metodología IFRS.

| | Obligaciones Contractuales | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Períodos de vencimiento de pagos | | | |
| | Total | < 1 año | 1 - 3 años | 3 - 5 años | Más de 5 años |
| | (En millones de U.S.$) | | | | |
| Deuda bancaria……. | 338,7 | 55,6 | 14,9 | 21,2 | 247,1 |
| Bonos (144 A/Reg S……..…… | 400,0 | | | | 400,0 |
| Obligaciones de leasing.....…… | 2,4 | | 2,2 | | 0,1 |
| Intereses devengados…… | 11,7 | 11,7 | | | |
| Mark-to-market swaps | 2,7 | | | | 2,7 |
| **Total ……...……** | **755,5** | **67,3** | **17,1** | **21,2** | **649,9** |

La deuda bancaria mostrada en el cuadro incluye los desembolsos bajo el financiamiento de proyecto de CTA otorgados por los bancos IFC y KfW. Al 31 de marzo de 2011 éstos alcanzaban un monto de capital total de US$ 288,7 millones, pagadero en cuotas semestrales comenzando en junio de 2011 y terminando con un pago equivalente al 25% del monto total del crédito en de junio de 2025.

Además, la deuda bancaria incluye un crédito bilateral con el Banco Santander por US$ 50 millones con un solo pago de capital a su vencimiento en julio de 2011. Este préstamo tiene una sola restricción financiera que establece 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 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual. Los recursos de este bono fueron usados en su mayor parte para el prepago total de los préstamos que E.CL mantenía con accionistas y entidades relacionadas.

Otras deudas incluyen US$ 2,4 millones de obligaciones por leasing así como un resultado negativo de US$ 2,7 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. En 2009, nuestros accionistas aprobaron dividendos equivalentes al 30% de nuestra utilidad neta. Este dividendo fue pagado íntegramente en mayo de 2010.

El directorio propuso un pago de dividendo de US$ 0,09505 por acción, equivalente al 50% de las utilidades de 2010 con pago el 5 de mayo de 2011, el cual fue aprobado en la Junta de Accionistas celebrada el 14 de abril de 2011.

**Política de cobertura de riesgos**

Nuestra política de cobertura de riesgos financieros intenta proteger a la compañía de ciertos riesgos según se explica 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 es el IVA por recuperar relacionado a las compras de equipos para nuestros proyectos en curso, CTA y CTH, el que se reajusta por inflación y el cual esperamos recuperar en parte significativa durante el año 2011 después de la entrega de estos proyectos. Hemos 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 31 de marzo de 2011, un 93% del total de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija. El 7% restante correspondía a la porción no cubierta del financiamiento de proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

**Al 31 de marzo de 2011**
Vencimiento contractual

| | Tasa de interés promedio | Porción corriente-2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 y más | Porción largo plazo | TOTAL |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | (En millones de U.S.$) | | | | | | |
| **Tasa Fija** | | | | | | | | |
| (U.S.$) | 4,04% p.a. | 50,0 | | | | | - | 50,0 |
| (U.S.$) | Tasa fija base según swap de 3,665% p.a. + spread de 2.50%[1] | 4,6 | 5,0 | 7,2 | 7,8 | 211,7 | 231,7 | 236,3 |
| (U.S.$) | 5,625% p.a. | | | | | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| **Tasa Variable** | | | | | | | | |
| (U.S.$) | LIBOR (180) + 2,50% p.a. [1] | 1,0 | 1,1 | 1,6 | 1,7 | 47,0 | 51,5 | 52,5 |
| **Total** [2] | | **55,6** | **6,1** | **8,8** | **9,6** | **658,7** | **683,1** | **738,7** |

(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

En el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja, estamos expuestos al riesgo de crédito. 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 tasa de interés y tenemos límites máximos para inversiones con cada contraparte para manejar nuestro grado de riesgo de crédito.

## ANEXO 1

## ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

**Estadísticas físicas por trimestre** (in GWh)

| | 2010 | | | | | 2011 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ventas físicas** | **1T 2010** | **2T 2010** | **3T 2010** | **4T 2010** | **Total** | **1T 2011** | **Total** |
| Ventas de energía a clientes no regulados | 1.717 | 1.789 | 1.831 | 1.859 | 7.196 | 1.800 | 1.800 |
| Ventas de energía al mercado spot | 22 | 25 | 69 | 22 | 139 | 0 | 0 |
| **Total ventas de energía……** | **1.740** | **1.814** | **1.900** | **1.881** | **7.335** | **1.800** | **1.800** |
| **Generación bruta por combustible** | | | | | | | |
| Carbón…….. | 1.343 | 1.367 | 1.395 | 1.285 | 5.390 | 1.167 | 1.167 |
| Gas…… | 196 | 396 | 528 | 539 | 1.659 | 391 | 391 |
| Petróleo diesel y petróleo pesado……. | 285 | 175 | 126 | 60 | 646 | 119 | 119 |
| Hidro…….. | 12 | 11 | 10 | 10 | 42 | 13 | 13 |
| **Total generación bruta……** | **1.835** | **1.949** | **2.059** | **1.894** | **7.737** | **1.689** | **1.689** |
| *Menos* Consumos propios…...…….. | (121,0) | (128,5) | (135,7) | (124,9) | (510,0) | (100,1) | (100,1) |
| **Total generación neta……** | **1.714** | **1.820** | **1.923** | **1.769** | **7.227** | **1.589** | **1.589** |
| **Compras de energía en el mercado spot** | 91 | 61 | 38 | 167 | 357 | 289 | 289 |
| Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión | **1.805** | **1.881** | **1.961** | **1.937** | **7.584** | **1.878** | **1.878** |

| IFRS | Estado de resultados trimestrales | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2010 | | | | | 2011 | |
| | 1T 2010 | 2T 2010 | 3T 2010 | 4T 2010 | Total | 1T 2011 | Total |
| | (En millones de U.S.$) | | | | | | |
| **Ingresos de la operación** | | | | | | | |
| Ventas a clientes no regulados…… | 221,0 | 239,6 | 247,9 | 254,4 | 962,9 | 267,4 | 267,4 |
| Ventas al mercado spot y ajustes…….. | 3,1 | 9,1 | 23,4 | 14,0 | 49,6 | 13,9 | 13,9 |
| Total ingresos por venta de energía y potencia…… | **224,2** | **248,7** | **271,3** | **268,4** | **1.012,5** | **281,3** | **281,3** |
| Ventas por distribución de gas…….. | 3,1 | 1,0 | 3,3 | 4,9 | 12,3 | 1,5 | 1,5 |
| Otros ingresos operacionales…… | 18,8 | 23,2 | 8,7 | 45,5 | 96,2 | 19,3 | 19,3 |
| **Total ingresos operacionales…….. ** | **246,0** | **272,9** | **283,3** | **318,8** | **1.121,0** | **302,1** | **302,1** |
| | | | | | | | |
| **Costos de la operación** | | | | | | | |
| Combustibles…….. | (103,5) | (130,4) | (132,5) | (137,5) | (503,9) | (125,4) | (125,4) |
| Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes…… | (16,9) | (10,1) | (15,8) | (32,1) | (74,9) | (41,5) | (41,5) |
| Depreciación y amortización en el costo de ventas…….. | (24,1) | (23,0) | (22,2) | (29,2) | (98,5) | (24,9) | (24,9) |
| Otros costos directos de la operación | (25,8) | (49,9) | (43,7) | (47,8) | (167,2) | (46,8) | (46,8) |
| **Total costos directos de ventas…….. ** | **(170,3)** | **(213,4)** | **(214,2)** | **(246,6)** | **(844,5)** | **(238,5)** | **(238,5)** |
| Gastos de administración y ventas…….. | (10,1) | (6,2) | (9,8) | (12,2) | (38,3) | (10,0) | (10,0) |
| Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas…….. | (0,3) | (0,3) | (0,3) | (0,2) | (1,1) | (0,3) | (0,3) |
| Otros ingresos de la operación…… | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 1,9 | 3,1 | 0,7 | 0,7 |
| **Total costos de la operación...……. ** | **(180,5)** | **(219,4)** | **(223,7)** | **(257,1)** | **(880,8)** | **(248,1)** | **(248,1)** |
| | | | | | | | |
| **Ganancia operacional……. ** | **65,5** | **53,5** | **59,5** | **61,7** | **240,2** | **54,0** | **54,0** |
| | | | | | | | |
| **EBITDA…….…….. ** | **89,9** | **76,8** | **82,1** | **91,1** | **339,8** | **79,2** | **79,2** |
| | | | | | | | |
| Ingresos financieros…….. | 1,0 | 1,3 | 1,2 | 0,9 | 4,3 | 1,0 | 1,0 |
| Gastos financieros…….. | (2,7) | (6,7) | (3,1) | (1,6) | (14,1) | (3,7) | (3,7) |
| Diferencia de cambio…….. | (4,1) | (7,9) | 21,2 | 6,5 | 15,7 | (5,9) | (5,9) |
| netos…….. | (0,0) | (1,0) | 2,3 | (2,5) | (1,2) | (0,2) | (0,2) |
| **Total resultado no operacional** | **(5,9)** | **(14,3)** | **21,6** | **3,3** | **4,7** | **(8,7)** | **(8,7)** |
| | | | | | | | |
| Ganancia antes de impuesto…….. | 59,6 | 39,2 | 81,2 | 65,0 | 244,9 | 45,3 | 45,3 |
| Impuesto a las ganancias…….. | (11,2) | (9,0) | (11,0) | (13,5) | (44,7) | (11,3) | (11,3) |
| **Ganancia después de impuestos……. ** | **48,5** | **30,2** | **70,2** | **51,5** | **200,2** | **34,0** | **34,0** |
| **Ganancia por acción…… ** | **0,046** | **0,028** | **0,066** | **0,049** | **0,189** | **0,032** | **0,032** |

| IFRS | Balance General al cierre de cada trimestre terminado en | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2010 | | | | 2011 |
| | 31-Mar-10 | 30-Jun-10 | 30-Sep-10 | 31-Dic-10 | 31-Mar-11 |
| | (En millones de U.S.$) | | | | |
| **Activo corriente** | | | | | |
| Efectivo y efectivo equivalente | 134,4 | 171,8 | 84,4 | 49,9 | 77,8 |
| Activos disponibles para la venta | 67,3 | 54,4 | 102,5 | 98,9 | 78,9 |
| Deudores comerciales y cuentas por cobrar | 165,0 | 158,2 | 181,7 | 242,4 | 240,6 |
| Impuestos por recuperar | 134,9 | 104,0 | 133,5 | 32,8 | 44,5 |
| Otros activos corrientes | 63,2 | 64,2 | 82,6 | 244,4 | 272,1 |
| **Total activos corrientes** | **564,7** | **552,6** | **584,8** | **668,4** | **713,9** |
| **Activos no corrientes** | | | | | |
| Propiedades, planta y equipos - neto | 1.781,7 | 1.693,4 | 1.731,9 | 1.739,0 | 1.753,0 |
| Otros activos no corrientes | 394,3 | 367,8 | 356,8 | 396,5 | 403,6 |
| **TOTAL ACTIVO** | **2.740,7** | **2.613,8** | **2.673,4** | **2.803,9** | **2.870,5** |
| **Pasivos corrientes** | | | | | |
| compañías relacionadas) | 26,2 | 18,1 | 453,1 | 55,6 | 64,3 |
| Otros pasivos corrientes | 125,6 | 103,5 | 154,1 | 292,7 | 308,7 |
| **Total pasivos corrientes** | **151,8** | **121,6** | **607,2** | **348,3** | **373,0** |
| **Pasivos no corrientes** | | | | | |
| compañías relacionadas) | 695,2 | 805,7 | 312,1 | 662,6 | 659,9 |
| Otros pasivos de largo plazo | 180,4 | 160,6 | 169,2 | 172,0 | 180,8 |
| **Total pasivos no corrientes** | **875,6** | **966,3** | **481,3** | **834,6** | **840,7** |
| **Patrimonio** | **1.713,3** | **1.525,9** | **1.584,9** | **1.621,0** | **1.656,8** |
| **TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO** | **2.740,7** | **2.613,8** | **2.673,4** | **2.803,9** | **2.870,5** |