

**E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$16,6 MILLONES Y UN EBITDA DE US\$66,8 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2013, UN INCREMENTO DE 67% CON RESPECTO AL TRIMESTRE ANTERIOR.**

EL INCREMENTO EN EBITDA SE DEBE A LA RECUPERACIÓN EN LOS MÁRGENES DEL CONTRATO CON EMEL POR MENORES COSTOS DE COMPRA DE GNL Y UN AUMENTO DE TARIFA A PARTIR DE MARZO. LO QUE COMPENSÓ UNA DISMINUCIÓN DE 3% EN LA VENTA FÍSICA DEL PRIMER TRIMESTRE. A PARTIR DE 2013, CTH SE ENCUENTRA CONSOLIDADA AL 100%, MIENTRAS ANTERIORMENTE LO ERA EN UN 60%, EN PROPORCIÓN A LA PARTICIPACIÓN DE E.CL EN SU PROPIEDAD.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$285,8 millones, disminuyendo un 7% en comparación al primer trimestre del año anterior, debido principalmente a menores precios promedio monómico realizados, tanto en ventas a clientes libres como a regulados.
- **El resultado operacional** del primer trimestre alcanzó los US\$31 millones.
- **El EBITDA** del primer trimestre alcanzó US\$66,8 millones, con un margen EBITDA de 23%. Si bien esto representó una disminución de 24% respecto a igual trimestre del año anterior, constituyó un aumento de 67% con respecto al trimestre inmediatamente anterior.
- **La utilidad neta** del trimestre alcanzó US\$16,6 millones, lo que representa una disminución respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior.
- **Consolidación de Inversiones Hornitos (“CTH”) al 100%** Durante el año 2011 el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) emitió la IFRS 10 de Estados Financieros Consolidados, la cual es aplicable en Chile a partir del 1 de enero de 2013. Nuestro análisis de la situación de CTH bajo la nueva norma nos permitió concluir que E.CL tiene control sobre CTH y, por lo tanto, debe consolidar el 100% de ésta en sus estados financieros consolidados a partir del 01 de enero de 2013. Hasta el 31 de diciembre de 2012, E.CL aplicó el método de consolidación proporcional, lo cual implicó consolidar un 60% de las cuentas de Inversiones Hornitos. Para efectos de comparación, hemos ajustado los períodos anteriores como si CTH hubiera estado consolidada al 100%.

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

|   | 1T12  | 1T13  | Var % |
|---|-------|-------|-------|
| <b>Total ingresos operacionales</b>                           | 305,7 | 285,1 | -7%   |
| <b>Ganancia operacional</b>                                   | 54,3  | 31,0  | -43%  |
| <b>EBITDA</b>   | 88,0  | 66,8  | -24%  |
| <b>Margen EBITDA</b>  | 28,8% | 23,4% | -19%  |
| <b>Efectos no recurrentes</b>                                 | -     | -     | n.a   |
| <b>EBITDA sin efectos recurrentes</b>                         | 88,0  | 66,8  | -24%  |
| <b>Total resultado no operacional</b>                         | (4,7) | (8,2) | 75%   |
| <b>Ganancia después de impuestos</b>                          | 42,0  | 17,9  | -57%  |
| <b>Ganancia atribuible a los controladores</b>                | 40,1  | 16,6  | -59%  |
| <b>Ganancia atribuible a participaciones no controladoras</b> | 1,9   | 1,2   | -35%  |
| <b>Ganancia por acción</b>                                    | 0,04  | 0,02  | -57%  |
| <b>Ventas de energía (GWh)</b>                                | 2.339 | 2.406 | 3%    |
| <b>Generación neta de energía (GWh)</b>                       | 2.084 | 2.096 | 1%    |
| <b>Compras de energía al mercado spot (GWh)</b>               | 378   | 369   | -2%   |

*E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en la distribución y transporte de gas natural en el norte de Chile. E.CL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), el segundo mayor sistema interconectado del país. Al 31 de diciembre de 2012, E.CL mantenía un 47% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL abastece electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales. El 1 de enero de 2012, E.CL comenzó a abastecer la totalidad de las necesidades de suministro de electricidad de EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING. Actualmente, E.CL pertenece en un 52,77% a GDF Suez. El 47,23% restante de las acciones de E.CL se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a [www.e-cl.cl](http://www.e-cl.cl).*

## HECHOS DESTACADOS

### ➤ PRIMER TRIMESTRE DE 2013:

- **Pago de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2013, acordó un pago de dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2012 de US\$0,0533351281 por acción. Esto representa un total de US\$56.178.411,82, equivalente al 100% de la utilidad neta del año 2012, el cual se pagará el día 16 de mayo de 2013.
- **Demanda en juicio arbitral interpuesta por la Corporación Nacional del Cobre de Chile - Codelco:** Con fecha 26 de marzo de 2013, el Directorio de E.CL tomó conocimiento de dicha demanda en contra de E.CL S.A. en relación con el contrato de suministro eléctrico suscrito con fecha 6 de noviembre de 2009, y en la cual la demandante solicita al tribunal arbitral que declare supuestos incumplimientos de E.CL S.A. relativos al cálculo de tarifas de suministro eléctrico en el período comprendido entre el 1° de enero de 2010 y el 30 de septiembre de 2012 y que, con motivo de ello, se ordene a la Sociedad relíquidar los cobros efectuados en el referido período por la cantidad total de US\$42,8 millones más reajustes e intereses. La Sociedad estima que la demanda carece de todo fundamento, por lo cual debiera ser rechazada.
- **Detención unidades CTA y CTH:** Con fecha 8 de enero de 2013, E.CL envió un hecho esencial en el que indica que con fecha 5 de enero se tomó conocimiento de daños provocados a las obras civiles de los sistemas de enfriamiento de las unidades de generación termoeléctricas CTA y CTH, cuyo origen se debería a filtraciones en dichos sistemas. Con el fin de evitar la extensión de los referidos daños y poder iniciar la reparación de las obras, se ordenó la detención de la operación de ambas unidades. Los perjuicios económicos y las posibles responsabilidades de contratistas se encuentran en evaluación. En tanto, con fecha 25 de enero, se envió otro hecho esencial informando de la reanudación de la operación de CTH, como consecuencia de la reparación provisoria de las filtraciones detectadas. En ese mismo hecho esencial se comunicó la pronta reanudación de la operación de CTA, la cual fue efectivamente sincronizada el día 28 de enero de 2013.

## ANTECEDENTES GENERALES

E.CL opera en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el segundo mayor sistema interconectado del país, el cual provee electricidad al norte del país y a una porción significativa de su industria minera. Dadas sus características geográficas, se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural, GNL y petróleo diesel.

Durante el primer trimestre de 2013, el costo marginal promedio alcanzó los US\$77,9/MWh, levemente superior a los US\$76,6/MWh del primer trimestre del año anterior, debido a la indisponibilidad de CTA y CTH en enero. El costo marginal del 1T13 fue inferior a los US\$78,4/MWh del cuarto trimestre de 2012, que reflejó una mayor demanda y una menor disponibilidad del parque generador eficiente, en parte debido a la parada de CTH. En el mes de enero, el costo marginal promedio fue de US\$99,2/MWh, lo que representó un aumento de 53% con respecto al mismo mes del año 2012 y de un 17% con respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de febrero, el costo marginal promedió los US\$68,8/MWh, lo que representó una disminución de 22% respecto del mismo mes del año anterior y de 31% respecto del mes anterior. Finalmente, en el mes de marzo, el costo marginal fue de US\$64,7/MWh, lo que representó una disminución de 16,6% respecto del mismo mes del año anterior y de 6,0% con respecto al mes anterior. Cabe notar que estos costos marginales no incluyen los ajustes por la Resolución Ministerial 39.

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

| <u>Tipo de Combustible</u>         | <u>Generación por Tipo de Combustible (en GWh)</u> |                    |                |                    |                |                    |                |                    |                |                   |
|------------------------------------|--|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|-------------------|
|                                    | <u>1T 2012</u>                                     |                    | <u>2T 2012</u> |                    | <u>3T 2012</u> |                    | <u>4T 2012</u> |                    | <u>1T 2013</u> |                   |
|                                    | <u>GWh</u>   | <u>% del total</u> | <u>GWh</u>     | <u>% del total</u> | <u>GWh</u>     | <u>% del total</u> | <u>GWh</u>     | <u>% del total</u> | <u>GWh</u>     | <u>% of total</u> |
| Hidro                              | 25   | 1%                 | 19             | 0%                 | 18             | 0%                 | 20             | 0%                 | 21             | 0%                |
| Carbón                             | 3.538  | 86%                | 3.285          | 78%                | 3.443          | 83%                | 3.634          | 84%                | 3.497          | 82%               |
| Gas Argentino (AES Gener)          | -  | -                  | -              | -                  | -              | -                  | -              | -                  | -              | -                 |
| GNL                                | 486  | 12%                | 683            | 16%                | 627            | 15%                | 489            | 11%                | 451            | 11%               |
| Diesel / Petróleo pesado           | 76   | 2%                 | 204            | 5%                 | 38             | 1%                 | 146            | 3%                 | 251            | 6%                |
| Solar / cogeneración               | -  | 0%                 | -              | 0%                 | -              | 0%                 | 25             | 1%                 | 28             | 1%                |
| <b>Total generación bruta SING</b> | <b>4.124</b>                                       | <b>100%</b>        | <b>4.190</b>   | <b>100%</b>        | <b>4.127</b>   | <b>100%</b>        | <b>4.314</b>   | <b>100%</b>        | <b>4.248</b>   | <b>100%</b>       |

Fuente: CDEC-SING

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

| <u>Empresa</u>                     | <u>Generación por Empresa (en GWh)</u> |                    |                |                    |                |                    |                |                    |                |                    |
|------------------------------------|--|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|
|                                    | <u>1T 2012</u>                         |                    | <u>2T 2012</u> |                    | <u>3T 2012</u> |                    | <u>4T 2012</u> |                    | <u>1T 2013</u> |                    |
|                                    | <u>GWh</u>                             | <u>% del total</u> | <u>GWh</u>     | <u>% del total</u> | <u>GWh</u>     | <u>% del total</u> | <u>GWh</u>     | <u>% del total</u> | <u>GWh</u>     | <u>% del total</u> |
| AES Gener                          | -                                      | -                  | -              | -                  | -              | -                  | -              | -                  | -              | -                  |
| Norgener / Angamos                 | 1.357                                  | 33%                | 1.178          | 28%                | 1.358          | 33%                | 1.609          | 37%                | 1.524          | 36%                |
| Celta                              | 248                                    | 6%                 | 103            | 2%                 | 269            | 7%                 | 232            | 5%                 | 265            | 6%                 |
| GasAtacama                         | 247                                    | 6%                 | 250            | 6%                 | 140            | 3%                 | 139            | 3%                 | 156            | 4%                 |
| E.CL (con CTH al 100%)             | 2.261                                  | 55%                | 2.642          | 63%                | 2.349          | 57%                | 2.298          | 53%                | 2.260          | 53%                |
| Otros                              | 11                                     | 0%                 | 16             | 0%                 | 10             | 0%                 | 37             | 1%                 | 42             | 1%                 |
| <b>Total generación bruta SING</b> | <b>4.124</b>                           | <b>100%</b>        | <b>4.190</b>   | <b>100%</b>        | <b>4.127</b>   | <b>100%</b>        | <b>4.314</b>   | <b>100%</b>        | <b>4.248</b>   | <b>100%</b>        |

Fuente: CDEC-SING

Durante el primer trimestre de 2013 se observó una leve disminución en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó liderando la generación en el sistema con un 55% de participación. En este primer trimestre, la Compañía tuvo centrales temporalmente fuera de servicio con mantenciones programadas y reportó la falla en el sistema de enfriamiento de CTA y CTH que tuvo a ambas unidades fuera de servicio en enero por alrededor de 20 días.

Los menores niveles de demanda y generación de electricidad en el SING en el primer trimestre se asocian a una leve disminución en la producción de cobre que normalmente se registra hacia principios de cada año, la que contrasta con un aumento habitual en la producción de cobre en el último trimestre de cada año.

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos trimestrales finalizados al 31 de Marzo de 2013 y 31 de Marzo de 2012, los que han sido preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, y que deben ser leídos en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Superintendencia de Valores y Seguros ([www.svs.cl](http://www.svs.cl)).

Para efectos de análisis se considera CTH consolidado al 100% en todos los trimestres analizados.

### Resultados de las operaciones

## Primer trimestre de 2013 comparado con el cuarto trimestre de 2012 y primer trimestre de 2012

### Ingresos operacionales

|  | Información Trimestral                                     |             |              |             |              |             | % Variación |             |
|--|--|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|
|  | (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes) |             |              |             |              |             |             |             |
|  | 1T 2012  |             | 4T 2012      |             | 1T 2013      |             | Trim. c/T   | Año c/A.    |
|  | Monto  | % del total | Monto        | % del total | Monto        | % del total |             |             |
| <b>Ingresos de la operación</b>  |  |             |              |             |              |             |             |             |
| Ventas a clientes no regulados.....  | 226,9  | 79%         | 229,6        | 85%         | 222,8        | 84%         | -3%         | -2%         |
| Ventas a clientes regulados.....   | 46,8   | 16%         | 39,1         | 14%         | 41,4         | 16%         | 6%          | -12%        |
| Ventas al mercado spot.....  | 14,7   | 5%          | 3,0          | 1%          | 2,4          | 1%          | -20%        | -84%        |
| <b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>                                 | <b>288,4</b>   | <b>94%</b>  | <b>271,7</b> | <b>89%</b>  | <b>266,5</b> | <b>93%</b>  | <b>-2%</b>  | <b>-8%</b>  |
| Ventas por distribución de gas.....  | 1,0  | 0%          | 0,4          | 0%          | 0,4          | 0%          | 14%         | -53%        |
| Otros ingresos operacionales.....  | 16,3   | 5%          | 31,8         | 10%         | 18,1         | 6%          | -43%        | 11%         |
| <b>Total ingresos operacionales.....</b>   | <b>305,7</b>   | <b>100%</b> | <b>303,9</b> | <b>100%</b> | <b>285,1</b> | <b>100%</b> | <b>-6%</b>  | <b>-7%</b>  |
| <b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>   |  |             |              |             |              |             |             |             |
| Ventas de energía a clientes no regulados <sup>(1)</sup> .....                             | 1.805  | 77%         | 1.997        | 81%         | 1.930        | 80%         | -3%         | 7%          |
| Ventas de energía a clientes regulados.....  | 417  | 18%         | 442          | 18%         | 444          | 18%         | 0%          | n.a         |
| Ventas de energía al mercado spot.....   | 116  | 5%          | 42           | 2%          | 33           | 1%          | -22%        | -72%        |
| <b>Total ventas de energía.....</b>  | <b>2.339</b>   | <b>100%</b> | <b>2.481</b> | <b>100%</b> | <b>2.406</b> | <b>100%</b> | <b>-3%</b>  | <b>3%</b>   |
| <b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)<sup>(2)</sup></b> | <b>125,7</b>   |             | <b>114,1</b> |             | <b>114,7</b> |             | <b>1%</b>   | <b>-9%</b>  |
| <b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)<sup>(3)</sup></b>     | <b>112</b>   |             | <b>88</b>    |             | <b>93,1</b>  |             | <b>5%</b>   | <b>-17%</b> |

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

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

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

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$266,5 millones, representando una disminución de 2% comparado con el trimestre anterior, debido principalmente a las menores ventas físicas a clientes no regulados o libres. En tanto, la disminución de 8% en las ventas de energía con respecto al mismo trimestre del año anterior se explica por menores tarifas promedio cobradas tanto a clientes libres como a distribuidoras.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$222,8 millones, una disminución de 3% con respecto al trimestre anterior por bajas en la demanda de Chuquicamata, Cerro Colorado, Zaldívar y El Abra, asociadas al comportamiento estacional del primer trimestre. La tarifa monómica promedio de clientes libres se mantuvo en niveles similares al trimestre anterior. Sin embargo, cayó un 17% en comparación con igual período del año anterior por un mayor peso relativo asignado al carbón en los polinomios de indexación de tarifas de clientes libres. Esto explicó la disminución de 2% en ventas a clientes libres con respecto al primer trimestre de 2012 a pesar del aumento de 7% en la venta física.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$41,4 millones, mostrando un incremento respecto al trimestre anterior, asociado a un aumento de 5% en la tarifa monómica promedio. La tarifa de energía

aumentó en aproximadamente US\$8/MWh a partir de marzo debido una variación mayor al 10% observada en el índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa. En tanto, hubo un leve incremento en las ventas físicas debido a aumentos en la demanda propios del segmento de clientes regulados.

En términos físicos, las ventas al mercado spot mostraron una disminución en comparación con ambos trimestres; éstas continuaron siendo no significativas debido al alto nivel de contratación de E.CL. Los niveles de ventas al mercado spot deben analizarse en términos netos. En el primer trimestre registró compras netas cercanas a los 336 GWh asociados a la salida de CTH y CTA durante el periodo. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el centro de despacho de carga CDEC.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores. Cabe destacar que en el cuarto trimestre de 2012 se reconocieron US\$9,8 millones de ingresos por indemnizaciones de seguros, incluyendo US\$7,0 millones de indemnización estimada para la falla de la turbina de CTH (considerando CTH al 100%).

### Costos operacionales

|  | Información Trimestral                                     |             |                |             |                |             |             |            |
|--|--|-------------|----------------|-------------|----------------|-------------|-------------|------------|
|  | (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes) |             |                |             |                |             |             |            |
|  | 1T 2012  |             | 4T 2012        |             | 1T 2013        |             | % Variación |            |
|  | Monto  | % of total  | Monto          | % del total | Monto          | % del total | Trim. c/T   | Año c/A    |
| <b>Costos de la operación</b>  |  |             |                |             |                |             |             |            |
| Combustibles.....  | (108,7)  | 45%         | (118,0)        | 42%         | (113,5)        | 47%         | -4%         | 4%         |
| Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....        | (39,5)   | 16%         | (58,0)         | 21%         | (35,9)         | 15%         | -38%        | -9%        |
| Depreciación y amortización en el costo de ventas.....                       | (33,5)   | 14%         | (35,7)         | 13%         | (35,5)         | 15%         | 0%          | 6%         |
| Otros costos directos de la operación  | (57,9)   | 24%         | (67,2)         | 24%         | (58,1)         | 24%         | -14%        | 0%         |
| <b>Total costos directos de ventas.....</b>                                  | <b>(239,6)</b>   | <b>95%</b>  | <b>(278,7)</b> | <b>92%</b>  | <b>(243,1)</b> | <b>96%</b>  | <b>-13%</b> | <b>1%</b>  |
| Gastos de administración y ventas.....                                       | (12,3)   | 5%          | (14,5)         | 5%          | (11,0)         | 4%          | -24%        | -10%       |
| Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....      | (0,2)  | 0%          | (0,3)          | 0%          | (0,3)          | 0%          | 2%          | 14%        |
| Otros ingresos/costos de la operación...                                     | 0,7  | 0%          | (10,4)         | 3%          | 0,2            | 0%          | -102%       | -66%       |
| <b>Total costos de la operación.....</b>                                     | <b>(251,5)</b>   | <b>100%</b> | <b>(303,9)</b> | <b>100%</b> | <b>(254,1)</b> | <b>100%</b> | <b>-16%</b> | <b>1%</b>  |
| <b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>   |  |             |                |             |                |             |             |            |
| Generación bruta de electricidad.....  |  |             |                |             |                |             |             |            |
| Carbón.....  | 1.934  | 86%         | 1.795          | 78%         | 1.710          | 76%         | -5%         | -12%       |
| Gas.....   | 258  | 11%         | 434            | 19%         | 451            | 20%         | 4%          | 75%        |
| Petróleo diesel y petróleo pesado.....                                       | 53   | 2%          | 58             | 3%          | 87             | 4%          | 50%         | 64%        |
| Hidro.....   | 17   | 1%          | 11             | 0%          | 12             | 1%          | 11%         | -25%       |
| <b>Total generación bruta.....</b>   | <b>2.261</b>   | <b>100%</b> | <b>2.298</b>   | <b>100%</b> | <b>2.260</b>   | <b>100%</b> | <b>-2%</b>  | <b>0%</b>  |
| Menos Consumos propios.....  | (177)  | -8%         | (162)          | -7%         | (164)          | -7%         | 1%          | -7%        |
| <b>Total generación neta.....</b>  | <b>2.084</b>   | <b>85%</b>  | <b>2.136</b>   | <b>84%</b>  | <b>2.096</b>   | <b>85%</b>  | <b>-2%</b>  | <b>1%</b>  |
| Compras de energía en el mercado spot.....                                   | 378  | 15%         | 410            | 16%         | 369            | 15%         | -10%        | -2%        |
| Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión..... | <b>2.461</b>   | <b>100%</b> | <b>2.546</b>   | <b>100%</b> | <b>2.465</b>   | <b>100%</b> | <b>27%</b>  | <b>-3%</b> |

La generación bruta de electricidad se mantuvo en niveles similares al primer trimestre del año anterior; sin embargo, la generación a carbón disminuyó 12% debido a la menor generación de unidades carboneras por mantenimientos programados, por faenas asociadas al plan de reducción de emisiones y por las filtraciones en el

sistema de enfriamiento de CTA y CTH, que las mantuvo fuera de servicio durante alrededor de 20 días en enero de 2013. En particular, las unidades U12, U13, U14, U15, U16 y CTM1 fueron objeto, alternadamente, de trabajos de mantención y mejoras ambientales durante el primer trimestre de 2013. La generación con gas y petróleo registró un aumento asociado a la menor generación a carbón y al mantenimiento de la central a gas (U16) ocurrido en el primer trimestre del año pasado. Respecto al trimestre anterior, la generación disminuyó debido a una menor demanda total del sistema y a la indisponibilidad, ya comentada, de algunas de nuestras unidades carboneras. En tanto, en el cuarto trimestre de 2012, CTH estuvo detenida 99 días como consecuencia de una falla operacional ocurrida el 20 de septiembre 2012 que causó daño en el rotor de la turbina. Las compras en el mercado spot se mantuvieron en niveles similares a los trimestres anteriores, pero a precios más bajos debido a que el sistema en general presentó buena disponibilidad de centrales.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el diesel y los costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US\$94,16/bl durante el 1T13. Esto representó un incremento trimestral de un 7% desde US\$87,97/bl en el 4T12 y una caída de un 8,6% anual desde US\$102,99/bl en el 1T12. En tanto, el precio del carbón experimentó fluctuaciones menores en el periodo con una tendencia a la baja. La menor generación, el inicio del suministro de GNL indexado a Henry Hub y un menor precio del carbón se reflejaron en una caída de 4%, en la partida de combustibles en el primer trimestre con respecto al trimestre inmediatamente anterior. El menor costo de compras realizadas en el mercado spot se debió principalmente a menores precios.

Los otros costos directos de la operación incluyen los peajes de transmisión asociados al inicio del contrato con EMEL debido al uso de líneas de sub-transmisión, los que se ven compensados por mayores ingresos por peajes de transmisión. En tanto, los gastos de administración y ventas disminuyeron básicamente por menores gastos de asesorías y por la implementación de una política de control de gastos. Por último, la partida otros ingresos/costos disminuyó ya que en el trimestre anterior se registró una pérdida de US\$3,4 millones debida al pago por parte de YPF de su deuda por el acuerdo transaccional en pesos argentinos, así como provisiones de incobrables de US\$4,2 millones.

### **Margen Eléctrico**

|   | 2012         |              | 2013         |
|---|--------------|--------------|--------------|
|   | <u>1T12</u>  | <u>4T12</u>  | <u>1T13</u>  |
| <b>Margen Eléctrico</b>                                     |              |              |              |
| Total ingresos por ventas de energía y potencia.....        | <b>288,4</b> | <b>271,7</b> | <b>266,5</b> |
| Costo de combustible.....                                   | (108,7)      | (118,0)      | (113,5)      |
| Costo de compras de energía y potencia al mercado spot..... | (39,5)       | (58,0)       | (35,9)       |
| Utilidad bruta del negocio de generación ...                | <b>140,1</b> | <b>95,8</b>  | <b>117,1</b> |
| <i>Margen eléctrico</i>                                     | <i>49%</i>   | <i>35%</i>   | <i>44%</i>   |

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación importante en el primer trimestre en comparación con el trimestre anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron un 2% principalmente por la menor venta física del primer trimestre. Por la otra, hubo una recuperación del margen del contrato de EMEL debido a los menores costos de compra de GNL y a un leve aumento de tarifa a partir de marzo por el alza del indicador Henry Hub aplicable según el contrato. En ambos trimestres hubo mayores costos asociados a las paradas de centrales, los que impactaron con mayor fuerza en el último trimestre de 2012 debido a la mayor duración de éstas.

En resumen, la disminución en el costo de combustible y el menor precio spot superaron la disminución en los ingresos por venta de energía y potencia, con lo que la utilidad bruta del negocio de generación de electricidad en el trimestre presentó un aumento de 22,2% respecto al trimestre anterior y una caída de 16,0% comparada con el mismo periodo del año anterior. Esta última se explica en parte por los mayores costos operacionales incurridos en el primer trimestre de 2013 producto de la salida de operaciones de CTA y CTH por aproximadamente 20 días.

Respecto al margen eléctrico en términos porcentuales, en el primer trimestre éste fue de un 44%, una recuperación significativa con respecto al último trimestre del año anterior.

### Resultado operacional

| EBITDA   | Información Trimestral |      |              |      |             |      | % Variación |         |
|--|------------------------|------|--------------|------|-------------|------|-------------|---------|
|  | 1T 2012                |      | 4T 2012      |      | 1T 2013     |      | Trim. c/T   | Año c/A |
|  | Monto                  | %    | Monto        | %    | Monto       | %    |             |         |
| Total ingresos de la operación                                     | 305,7                  | 100% | 303,9        | 100% | 285,1       | 100% | -6%         | -7%     |
| Total costo de ventas  | (239,6)                | -78% | (278,7)      | -92% | (243,1)     | -85% | -13%        | 1%      |
| <b>Ganancia bruta</b> .....  | <b>66,1</b>            | 22%  | <b>25,2</b>  | 8%   | <b>42,0</b> | 15%  | 67%         | -36%    |
| Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación | (11,9)                 | -4%  | (25,3)       | -8%  | (11,0)      | -4%  | -56%        | -7%     |
| <b>Ganancia Operacional</b> .....                                  | <b>54,3</b>            | 18%  | <b>(0,1)</b> | 0%   | <b>31,0</b> | 11%  | n.a.        | -43%    |
| Depreciación y amortización.....                                   | 33,7                   | 11%  | 35,9         | 12%  | 35,8        | 13%  | 0%          | 6%      |
| Provisiones / (reversos) de incobrables                            | -                      | -    | 4,2          | -    | -           | -    | n.a.        | n.a.    |
| <b>EBITDA</b> .....  | <b>88,0</b>            | 29%  | <b>40,0</b>  | 13%  | <b>66,8</b> | 23%  | 67%         | -24%    |

Según lo explicado en las secciones anteriores, la recuperación del margen eléctrico y los menores costos operacionales netos se tradujeron en un aumento de 67% en el EBITDA en comparación con el cuarto trimestre de 2012. Cabe notar que a partir de 2013, CTH se encuentra consolidada al 100%, mientras anteriormente lo era en un 60%, en proporción a la participación de E.CL en su propiedad. Para efectos comparativos, hemos ajustado los resultados de trimestres anteriores como si CTH se hubiera consolidado al 100%.

### Resultados financieros

| Resultados no operacionales   | Información Trimestral |            |              |            |              |            | % Variación |         |
|---|------------------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|-------------|---------|
|   | 1T 2012                |            | 4T 2012      |            | 1T 2013      |            | Trim. c/T   | Año c/A |
|   | Monto                  | % Ingresos | Monto        | % Ingresos | Monto        | % Ingresos |             |         |
| Ingresos financieros.....   | 0,9                    | 0%         | 0,7          | 0%         | 1,0          | 49%        | 12%         |         |
| Gastos financieros.....   | (12,1)                 | -4%        | (11,7)       | -4%        | (11,7)       | 0%         | -3%         |         |
| Diferencia de cambio.....   | 6,6                    | 2%         | (2,0)        | -1%        | 2,7          | -235%      | -59%        |         |
| Otros (gastos)/ingresos no operacionales                                  | (0,1)                  | 0%         | 25,4         | 8%         | (0,2)        | -101%      | 89%         |         |
| <b>Total resultado no operacional</b>                                     | <b>(4,7)</b>           | -2%        | <b>12,4</b>  | 4%         | <b>(8,2)</b> | -166%      | 75%         |         |
| Ganancia antes de impuesto.....   | 49,6                   | 16%        | 12,3         | 4%         | 22,8         | 86%        | -54%        |         |
| Impuesto a las ganancias.....   | (7,6)                  | -3%        | 0,1          | 0%         | (5,0)        | n.a.       | -35%        |         |
| <b>Utilidad (Perdida) de Actividades</b>                                  | <b>42,0</b>            | 14%        | <b>12,4</b>  | 4%         | <b>17,9</b>  | 45%        | -57%        |         |
| Continuadas después de impuesto.....                                      |                        |            |              |            |              |            |             |         |
| Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora..... | <b>40,1</b>            | 13%        | <b>12,6</b>  | 4%         | <b>16,6</b>  | 32%        | -59%        |         |
| Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....    | <b>1,9</b>             | 1%         | <b>(0,2)</b> | 0%         | <b>1,2</b>   | n.a.       | -35%        |         |
| <b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO</b>                                   | <b>42,0</b>            | 14%        | <b>12,4</b>  | 4%         | <b>17,9</b>  | 45%        | -57%        |         |
| Ganancia por acción.....  | <b>0,040</b>           | 0%         | <b>0,012</b> | 0%         | <b>0,017</b> | 45%        | -57%        |         |

Los gastos financieros se mantuvieron en línea con respecto al trimestre anterior y disminuyeron con respecto al mismo periodo del año anterior, a pesar de haberse girado el último tramo del financiamiento de proyecto de CTA en octubre de 2012. Esto se debió a una menor tasa LIBOR y a que E.CL tomó el 100% del financiamiento de CTH a fines de julio de 2013. Por lo tanto, en el 1T12, los gastos financieros incluían los intereses devengados de la deuda que CTH tenía con su accionista minoritario. La utilidad de cambio alcanzó US\$2,7 millones, la que contrasta con pérdidas de cambio de US\$2,0 millones en el trimestre anterior y utilidades de US\$6,6 millones en el mismo trimestre del año anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó por el efecto de la apreciación del peso en el trimestre sobre ciertos activos en pesos.

Respecto al impuesto a la ganancia, en septiembre de 2012 se publicó la ley de Reforma Tributaria, por lo que ahora la tasa de cálculo del impuesto es de un 20%, superior a la tasa que se encontraba vigente en el primer trimestre del año pasado.

La utilidad después de impuesto llegó a los US\$16,6 millones, un incremento de 32% con respecto al trimestre anterior en el que se registraron US\$25,4 millones de reconocimiento de utilidad antes de impuestos por la venta de la línea de transmisión Crucero-Lagunas.

## Liquidez y recursos de capital

A fines de marzo de 2013, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$216,4 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$770 millones, de la cual US\$11,8 millones tienen vencimiento dentro de un año.<sup>1</sup>

| <b>Estado de flujo de efectivo</b>                              | <b>Información a marzo 2013</b>      |                    |
|---|--------------------------------------|--------------------|
|   | <small>(En millones de US\$)</small> |                    |
|   | <b><u>2012</u></b>                   | <b><u>2013</u></b> |
| Flujos de caja netos provenientes de la operación               | 91,7                                 | 24,0               |
| Flujos de caja netos usados en actividades de inversión         | (83,9)                               | (6,3)              |
| Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento | -                                    | -                  |
| <b>Cambio en el efectivo</b>                                    | <b><u>7,8</u></b>                    | <b><u>17,6</u></b> |

### *Flujos de caja provenientes de la operación*

El flujo de caja proveniente de la operación durante el primer trimestre de 2013 alcanzó a aproximadamente US\$24 millones. Éste se compone de flujos operacionales propiamente tales de US\$50 millones, neto de pagos de intereses (US\$11,26 millones) y de impuestos (US\$15,44 millones).

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

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de US\$6,3 millones. Éste comprendió US\$29 millones de inversiones en activos fijos, lo que se contrarrestó con casi US\$30 millones percibidos en enero por la venta de la línea de transmisión Crucero-Lagunas. Cabe notar que el estado de flujo de efectivo incluye en esta partida las inversiones en fondos mutuos que para efectos de nuestro análisis consideramos parte del efectivo. Por lo tanto, casi la totalidad de los US\$6,3 millones del flujo de inversiones corresponde a un aumento en el saldo de efectivo en el primer trimestre de 2013.

Nuestras inversiones más significativas en los últimos tres años han sido aquellas relacionadas con los proyectos CTA y CTH y los activos de transmisión necesarios para transportar la energía generada por CTA y CTH hasta las faenas mineras de sus respectivos clientes. A partir de 2013, estamos reconociendo un 100% de las inversiones en activo fijo de CTH de acuerdo a la nueva metodología IFRS. Estos proyectos ya fueron pagados en su totalidad, por lo que las principales inversiones en activos fijos del primer trimestre de 2013 se refieren a la mantención mayor de nuestras plantas de generación, reacondicionamiento de equipos, y mejoras con fines ambientales.

Nuestras inversiones en activos fijos a marzo 2013 y 2012 ascendieron a los US\$29 millones y US\$34 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

<sup>(1)</sup> Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y pueden diferir de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía.

## Inversiones en activos fijos

### Información a Marzo de cada año

(En millones de US\$)

| CAPEX   | <u>2012</u>        | <u>2013</u>        |
|---|--------------------|--------------------|
| CTA.....  | -                  | -                  |
| CTH .....   | 18,0               | -                  |
| Central Tamaya.....   | -                  | 1,9                |
| Subestación El Cobre y línea de transmisión<br>Chacaya-El Cobre.....                  | 4,0                | 1,9                |
| Mantenimiento mayor de centrales generadoras y<br>reacondicionamiento de equipos..... | 5,0                | 9,1                |
| Mejoras Medioambientales .....  | 1,0                | 10,3               |
| Otros   | 6,0                | 5,6                |
| <b>Total inversión en activos fijos</b>   | <b><u>34,0</u></b> | <b><u>28,8</u></b> |

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

Con una inversión cercana a los US\$170 millones, E.CL lleva a cabo el Proyecto de Reducción de Emisiones (“CAPEX medioambiental”), iniciativa que tiene como objetivo responder a las disposiciones de la nueva legislación ambiental, y reducir a niveles -incluso más bajos que los exigidos por la ley- el material particulado y los gases que se emiten a la atmósfera de sus centrales termoeléctricas. En abril de este año, con la instalación de un nuevo Filtro de Manga en la central de Tocopilla que se encuentra operativo desde inicios de abril, E-CL cumplió un importante hito en su programa de renovación de centrales al completar la instalación de todos los Filtros de Manga, restando sólo la implementación de los sistemas para abatir emisiones de gases.

A la fecha, la compañía ya ha instalado seis filtros de mangas correspondientes a las unidades 1 y 2 de la Central Mejillones y a las unidades 12, 13, 14 y 15 de la Central Tocopilla.

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

No se registraron actividades de financiamiento durante el primer trimestre de 2013, salvo el pago de intereses del bono 144-A que se encuentra descontado del flujo de caja proveniente de la operación.

### *Obligaciones contractuales*

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo 2013. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de deuda, los que pueden diferir de los montos reportados bajo la metodología IFRS en nuestros balances.

### Obligaciones Contractuales al 31/03/13

Períodos de vencimiento de pagos

(En millones de US\$)

|                              | <u>Total</u>        | <u>&lt; 1 año</u>  | <u>1 - 3 años</u>  | <u>3 - 5 años</u>  | <u>Más de 5 años</u> |
|------------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------------|
| Deuda bancaria.....          | 369,8               | 11,8               | 28,2               | 34,2               | 295,6                |
| Bonos (144 A/Reg S).....     | 400,0               | -                  | -                  | -                  | 400,0                |
| Obligaciones de leasing..... | 0,7                 | 0,6                | 0,0                | 0,0                | 0,1                  |
| Intereses devengados.....    | 9,9                 | 9,9                | -                  | -                  | -                    |
| Mark-to-market swaps.....    | 31,9                | -                  | -                  | -                  | 31,9                 |
| <b>Total</b>                 | <b><u>812,4</u></b> | <b><u>22,3</u></b> | <b><u>28,3</u></b> | <b><u>34,2</u></b> | <b><u>727,6</u></b>  |

La deuda bancaria corresponde al financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra filial, CTA. Al 31 de marzo de 2013, éste ascendía a un monto de capital total de US\$369,8 millones, pagadero en cuotas semestrales crecientes, siendo la más cercana la cuota pagadera el 17 de junio de 2013, y terminando con un pago equivalente al 25% del monto total del crédito el 15 de junio de 2025. Los bonos corresponden a nuestra colocación bajo el formato 144-A/Reg S por US\$400 millones a 10 años pagadera en una sola cuota a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual. Los recursos de este bono fueron usados para el prepago total de los préstamos que E.CL tenía con accionistas y entidades relacionadas a fines de 2010.

Otras deudas incluyen US\$0,7 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$31,9 millones producto de la valorización a precio de mercado de los derivados tomados por CTA para proteger su exposición al riesgo de tasa de interés. Un monto equivalente ha sido debitado a nuestras cuentas de patrimonio.

### Política de dividendos

La política de dividendos de E.CL consiste en pagar los mínimos legales pudiendo aprobarse dividendos por sobre ellos si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por nuestro directorio debe ser aprobado en Junta de Accionistas, según lo establece la ley. El 23 de abril de 2012 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 100% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2012.

Los pagos de dividendos efectuados durante 2010, 2011 y 2012, y el pago anunciado para mayo de 2013 se presentan en el siguiente cuadro:

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

### Política de cobertura de riesgos

Nuestra política de cobertura de riesgos financieros intenta proteger a la compañía de ciertos riesgos según se detalla a continuación:

#### *Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles*

Nuestro negocio está sujeto al riesgo de fluctuaciones en la disponibilidad y en el precio de los combustibles. Nuestra política es proteger a la compañía de estos riesgos hasta donde sea posible mediante la indexación de las tarifas de energía incorporadas en nuestros contratos, procurando que la mezcla de combustibles considerada en nuestras tarifas y su indexación sea un buen reflejo de la composición de las fuentes de combustibles utilizada en nuestra generación de electricidad. Es importante mencionar que en enero de 2012 comenzó a operar el contrato con EMEL cuya tarifa se ajusta semestralmente según el índice Henry Hub y el índice de precios del consumidor de Estados Unidos. La compañía ha firmado un contrato de abastecimiento de GNL a largo plazo para

suministrar el contrato de EMEL con tarifas vinculadas a Henry Hub; sin embargo, la compañía no comenzó a recibir GNL a precios vinculados al Henry Hub sino hasta el cuarto trimestre de 2012. Por lo tanto, mientras no comenzara a regir dicho contrato de compra de GNL, la compañía se encontró temporalmente expuesta al riesgo de descalce entre la fluctuación del indicador Henry Hub y las variaciones de costos de combustibles o de los costos marginales a los cuales debió hacer frente para abastecer el contrato de EMEL. Este descalce terminó a fines de 2012 debido al inicio del contrato de abastecimiento de GNL a precios Henry Hub, quedando solo un descalce entre el indicador Henry Hub utilizado para definir la tarifa del contrato de EMEL (promedio de 4 meses anteriores a la fecha de fijación de tarifa, la cual queda fija por seis meses) y el índice Henry Hub prevaleciente al momento de contratar cada embarque de GNL. Este riesgo queda acotado por el reajuste de tarifa del contrato de EMEL que se gatilla en caso de una variación superior al 10% en el índice Henry Hub.

### ***Riesgo de tipos de cambio de monedas***

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos y costos están denominados en dólares y a que buscamos tomar deuda en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es limitada. El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 5% de nuestros costos de operación. Nuestro principal activo denominado en pesos chilenos, el cual se reajusta por inflación, es el IVA por recuperar relacionado a las compras de equipos para nuestros proyectos, CTA y CTH. Sin embargo, producto de disminuciones del IVA crédito fiscal luego de la entrada en operaciones de estos proyectos, esta partida se ha reducido considerablemente. Hemos ocasionalmente tomado contratos de cobertura (“forwards”) para cubrir parcialmente la exposición de éste y otros activos al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos al tipo de cambio observado y se reajusta semestralmente, a diferencia de los demás contratos que se ajustan mensualmente, por lo que la exposición al tipo de cambio de este contrato es mayor.

### ***Riesgo de tasa de interés***

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 31 de marzo de 2013, un 82% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$769,8 millones, estaba a tasa fija. El 18% restante correspondía a la porción no cubierta del financiamiento del proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

#### **Al 31 de Marzo de 2013**

Vencimiento contractual

(En millones de US\$)

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

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

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

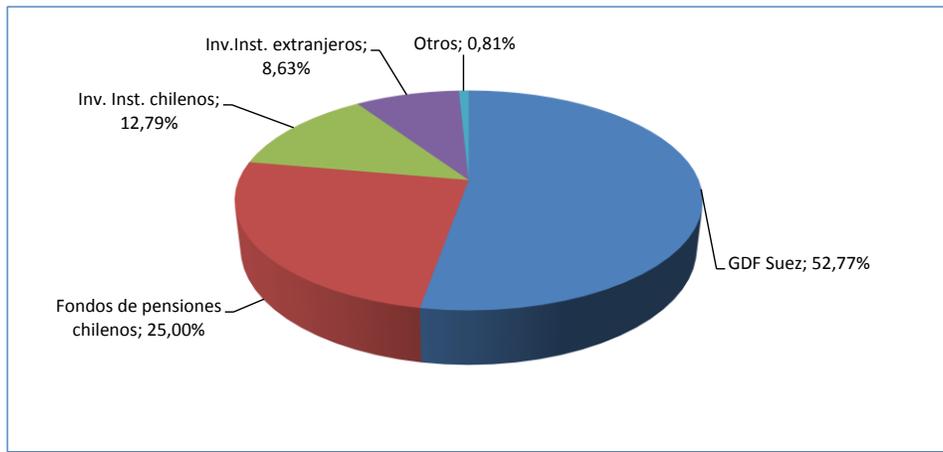
### ***Riesgo de crédito***

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros clientes son grandes compañías

mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo. Además contamos con el único cliente regulado en el sistema que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales en la región. Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo de nuestro grado de riesgo de crédito.

### Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de marzo de 2013

N° de accionistas: 1.936



N°TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

**ANEXO 1**

**ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES  
RESUMIDOS**

|  | <b>Ventas Física</b><br>(en GWh) |              |              |
|--|----------------------------------|--------------|--------------|
|  | <b>2012</b>                      |              | <b>2013</b>  |
|  | <b>1T12</b>                      | <b>4T12</b>  | <b>1T12</b>  |
| <b>Ventas físicas</b>  |                                  |              |              |
| Ventas de energía a clientes no regulados                    | 1.805                            | 1.997        | 1.930        |
| Ventas de energía a clientes regulados                       | 417                              | 442          | 444          |
| Ventas de energía al mercado spot                            | 116                              | 42           | 33           |
| <b>Total ventas de energía.....</b>                          | <b>2.339</b>                     | <b>2.481</b> | <b>2.406</b> |
| <b>Generación bruta por combustible</b>                      |                                  |              |              |
| Carbón.....  | 1.934                            | 1.795        | 1.710        |
| Gas.....   | 258                              | 434          | 451          |
| Petróleo diesel y petróleo pesado.....                       | 53                               | 58           | 87           |
| Hidro.....   | 17                               | 11           | 12           |
| <b>Total generación bruta.....</b>                           | <b>2.261</b>                     | <b>2.298</b> | <b>2.260</b> |
| <i>Menos</i> Consumos propios.....                           | (177,1)                          | (162,4)      | (164,3)      |
| <b>Total generación neta.....</b>                            | <b>2.084</b>                     | <b>2.136</b> | <b>2.096</b> |
| <b>Compras de energía en el mercado spot</b>                 | 378                              | 410          | 369          |
| Total energía disponible antes de pérdidas<br>de transmisión | <b>2.461</b>                     | <b>2.546</b> | <b>2.465</b> |

## Estado de resultados trimestrales

(En millones de US\$)

| IFRS   | <u>2012</u>    |                | <u>1T13</u>    |
|--|----------------|----------------|----------------|
|  | <u>1T12</u>    | <u>4T12</u>    |                |
| <b>Ingresos de la operación</b>  |                |                |                |
| Ventas a clientes regulados.....   | 46,8           | 39,1           | 41,4           |
| Ventas a clientes no regulados.....  | 226,9          | 229,6          | 222,8          |
| Ventas al mercado spot y ajustes.....  | 14,7           | 3,0            | 2,4            |
| Total ingresos por venta de energía y potencia.....                              | <b>288,4</b>   | <b>271,7</b>   | <b>266,5</b>   |
| Ventas por distribución de gas.....  | 1,0            | 0,4            | 0,4            |
| Otros ingresos operacionales.....  | 16,3           | 31,8           | 18,1           |
| <b>Total ingresos operacionales.....</b>   | <b>305,7</b>   | <b>303,9</b>   | <b>285,1</b>   |
| <b>Costos de la operación</b>  |                |                |                |
| Combustibles.....  | (108,7)        | (118,0)        | (113,5)        |
| Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....            | (39,5)         | (58,0)         | (35,9)         |
| Depreciación y amortización en el costo de ventas.....                           | (33,5)         | (35,7)         | (35,5)         |
| Otros costos directos de la operación  | (57,9)         | (67,2)         | (58,1)         |
| <b>Total costos directos de ventas.....</b>                                      | <b>(239,6)</b> | <b>(278,7)</b> | <b>(243,1)</b> |
| Gastos de administración y ventas.....   | (12,3)         | (14,5)         | (11,0)         |
| Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....          | (0,2)          | (0,3)          | (0,3)          |
| Otros ingresos de la operación.....  | 0,7            | (10,4)         | 0,2            |
| <b>Total costos de la operación.....</b>   | <b>(251,5)</b> | <b>(303,9)</b> | <b>(254,1)</b> |
| <b>Ganancia operacional.....</b>   | <b>54,3</b>    | <b>(0,1)</b>   | <b>31,0</b>    |
| <b>EBITDA.....</b>   | <b>88,0</b>    | <b>40,0</b>    | <b>66,8</b>    |
| Ingresos financieros.....  | 0,9            | 0,7            | 1,0            |
| Gastos financieros.....  | (12,1)         | (11,7)         | (11,7)         |
| Diferencia de cambio.....  | 6,6            | (2,0)          | 2,7            |
| Otros (gastos)/ingresos no operacionales   | (0,1)          | 25,4           | (0,2)          |
| <b>Total resultado no operacional</b>  | <b>(4,7)</b>   | <b>12,4</b>    | <b>(8,2)</b>   |
| Ganancia antes de impuesto.....  | 49,6           | 12,3           | 22,8           |
| Impuesto a las ganancias.....  | (7,6)          | 0,1            | (5,0)          |
| <b>Utilidad (Perdida) de Actividades Continuidas después de impuesto....</b>     | <b>42,0</b>    | <b>12,4</b>    | <b>17,9</b>    |
| <b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b> | <b>40,1</b>    | <b>12,6</b>    | <b>16,6</b>    |
| <b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...</b>      | <b>1,9</b>     | <b>(0,2)</b>   | <b>1,2</b>     |
| <b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>                                       | <b>42,0</b>    | <b>12,4</b>    | <b>17,9</b>    |
| <b>Ganancia por acción.....</b>  | <b>0,040</b>   | <b>0,012</b>   | <b>0,017</b>   |

### Balance Trimestral

(En millones de US\$)

|  | <b>2012</b>      | <b>2013</b>      |
|--|------------------|------------------|
|  | <b>31-Dec-12</b> | <b>31-Mar-13</b> |
| <b>Activo corriente</b>  |                  |                  |
| Efectivo y efectivo equivalente (1)                                | 192,1            | 216,5            |
| Deudores comerciales y cuentas por cobrar                          | 176,4            | 140,0            |
| Impuestos por recuperar  | 64,6             | 74,7             |
| Otros activos corrientes   | 205,1            | 215,8            |
| <b>Total activos corrientes</b>                                    | <b>638,1</b>     | <b>647,0</b>     |
| <b>Activos no corrientes</b>                                       |                  |                  |
| Propiedades, planta y equipos - neto                               | 1.961,2          | 1.956,0          |
| Otros activos no corrientes  | 417,6            | 412,0            |
| <b>TOTAL ACTIVO</b>  | <b>3.016,9</b>   | <b>3.015,0</b>   |
| <b>Pasivos corrientes</b>  |                  |                  |
| Deuda financiera   | 20,6             | 19,6             |
| Otros pasivos corrientes   | 208,0            | 234,2            |
| <b>Total pasivos corrientes</b>                                    | <b>228,6</b>     | <b>253,8</b>     |
| <b>Pasivos no corrientes</b>                                       |                  |                  |
| Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)     | 774,2            | 770,8            |
| Otros pasivos de largo plazo                                       | 213,7            | 213,3            |
| <b>Total pasivos no corrientes</b>                                 | <b>987,9</b>     | <b>984,1</b>     |
| <b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b> | <b>1.685,2</b>   | <b>1.660,6</b>   |
| <b>Participaciones no controladoras</b>                            | <b>115,2</b>     | <b>116,5</b>     |
| <b>Patrimonio</b>  | <b>1.800,4</b>   | <b>1.777,1</b>   |
| <b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>                                  | <b>3.016,9</b>   | <b>3.015,0</b>   |

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

## CONFERENCIA TELEFONICA 1Q13

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de marzo de 2013, el día martes 30 de abril de 2013 a las 10:00 am (EST) – 10: 00 am (hora local de Chile)

Dirigida por:

Lode Verdeyen, Gerente General E.CL S.A.

Para participar, marcar: **1 (706) 902-4518**, internacional ó **12300206168 (toll free Chile)**.  
**Passcode I.D.: 48808826**, conectarse 10 minutos previos a la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar **1(855) 859- 2056 ó (404) 537-3406**  
**Passcode I.D 48808826**. La repetición estará disponible hasta el día 7 de mayo de 2013.