

## E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$17 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE Y DE US\$39,6 MILLONES EN EL AÑO

EL EBITDA ALCANZÓ US\$60,4 MILLONES EN EL TRIMESTRE Y US\$251,5 MILLONES EN EL AÑO. LOS INGRESOS POR ENERGÍA Y POTENCIA DE LA COMPAÑÍA DISMINUYERON LEVEMENTE DEBIDO AL MENOR PRECIO MONOMICO PROMEDIO, EL QUE CONTRARRESTÓ UN AUMENTO EN LAS VENTAS FÍSICAS DE ENERGÍA. EL AÑO 2013 FUE AFECTADO POR LA MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS EN EL SISTEMA ASI COMO POR MANTENCIONES DE CENTRALES, TANTO DE E.CL COMO DE OTROS OPERADORES ESPECIALMENTE EN EL SEGUNDO Y EL CUARTO TRIMESTRE. ESTO SE TRADUJO EN MAYORES NIVELES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON COMBUSTIBLES MÁS CAROS, COMO EL PETRÓLEO, Y UN AUMENTO DE PAGOS POR SOBRECOSTOS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA.

- **Los ingresos operacionales** totales del cuarto trimestre aumentaron 3% en comparación al mismo trimestre del año anterior, alcanzando US\$311,8 millones; en tanto los ingresos del año aumentaron un 2% con respecto a 2012, debido fundamentalmente a mayores ventas físicas de energía y de combustibles.
- **El EBITDA** del cuarto trimestre alcanzó US\$60,4 millones, equivalente a un aumento de 51% respecto al mismo trimestre del año anterior. En términos acumulados a diciembre, hubo una disminución de un 1%.
- **El resultado neto** del cuarto trimestre fue una utilidad de US\$17 millones, equivalente a un aumento de 35% con respecto al mismo trimestre del año anterior. En el año 2013, la utilidad neta disminuyó un 30% debido a menores resultados por diferencias de cambio y mayores egresos no operacionales.

### Resumen de resultados

(En millones de US\$)

	4T12	4T13	Var %	12M12	12M13	Var %
Total ingresos operacionales	303,9	311,8	3%	1.185,0	1.207,1	2%
Ganancia operacional	4,1	39,8	879%	111,0	118,0	6%
EBITDA	40,0	60,4	51%	254,7	251,5	-1%
Margen EBITDA	13,2%	19,4%	47%	21,5%	20,8%	-3%
Efectos no recurrentes	7,1	-	-	6,5	8,0	24%
EBITDA sin efectos recurrentes	32,9	60,4	83%	248,2	243,5	-2%
Total resultado no operacional	8,2	(17,1)	-309%	(13,4)	(53,3)	298%
Ganancia después de impuestos	12,3	18,3	49%	59,3	48,2	-19%
Ganancia atribuible a los controladores	12,6	17,0	35%	56,2	39,6	-30%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	(0,2)	1,3	-661%	3,1	8,6	174%
Ganancia por acción	0,01	0,02	35%	0,05	0,04	-30%
Ventas de energía (GWh)	2.481	2.437	-2%	9.580	9.704	1%
Generación neta de energía (GWh)	2.136	2.285	7%	8.848	8.852	0%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	410	262	-36%	1.156	1.177	2%

E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el 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 2013, E.CL mantenía un 53% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL provee electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales y también cubre 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

### ➤ CUARTO TRIMESTRE DE 2013:

- **S&P eleva clasificación de riesgo de E.CL a BBB:** Con fecha 11 de diciembre la Agencia de Calificación de Riesgo Standard & Poor's elevó la clasificación de E.CL desde 'BBB-' a 'BBB', destacando que la empresa eléctrica tiene una relevancia estratégica para su controladora GDF SUEZ en la visión de largo plazo del grupo. La agencia argumentó que E.CL representa un negocio rentable con un perfil de riesgo de negocio "satisfactorio".
- **Interconexión Eléctrica:** La Cámara de Diputados aprobó el proyecto de ley que busca facultar al Estado, a través de la Comisión Nacional de Energía, a impulsar la interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La iniciativa autoriza al gobierno a realizar una licitación para construir una línea de conexión entre ambos sistemas eléctricos. El proyecto contempla la construcción de una línea de transmisión de 610 kilómetros de largo, con una capacidad de 1500 MW, con una inversión que alcanzaría los US\$700 millones.
- **Línea de transmisión SING - SIC:** El Directorio de E.CL acordó el viernes 20 de diciembre ejercer la opción que le concediera Suez Energy Andino S.A. para adquirir el proyecto que consiste en la construcción de una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV, de una extensión aproximada de 580 kilómetros, que interconectaría Mejillones con Copiapó, en el norte del SIC. El precio al cual E.CL adquirirá el proyecto se estima preliminarmente que alcanzará un valor aproximado de US\$ 12 millones.
- **Subestación Eléctrica Rica Aventura:** E.CL sometió a consideración del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Antofagasta, la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del Proyecto "Subestación Eléctrica Rica Aventura". Éste consiste en la construcción de una S/E de un nivel de tensión de 220 kV, que se desarrollará en un terreno adyacente a la Subestación Crucero de la compañía en la localidad de María Elena, provincia de Tocopilla y demandará una inversión de US\$ 86 millones. El objetivo del proyecto es contribuir a dar seguridad en el abastecimiento y distribución eléctrica del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), debido al aumento progresivo tanto en la oferta de generación solar fotovoltaica, como en la demanda del sector energético.
- **Gasoducto NorAndino Argentina (GNAA):** Durante el año 2013 se ejecutó un profundo plan de reducción de costos en GNAA, que incluyó la revisión y adecuación de todos los procesos principales, la renegociación de los mayores contratos de transporte y de operación y mantenimiento, además del cierre o venta de instalaciones y reducción de personal. Esto permitirá un ahorro de aproximadamente US\$1 millón mensual a partir de mayo de 2014. Sin embargo, como resultado del test de deterioro de activos, se determinó un menor valor para GNAA con un impacto de US\$10 millones en la utilidad consolidada después de impuestos.
- **Venta de Distrinor:** Con fecha 31 de diciembre E.CL logró un acuerdo con Solgas S.A. para la venta de la sociedad filial Distrinor S.A., dedicada al giro de venta y distribución de gas natural a clientes industriales del Norte Grande. Esta operación obedece a la decisión tomada por la compañía en relación a concentrar sus esfuerzos y capacidad financiera para seguir desarrollando su negocio eléctrico y, en particular, llevar a cabo, por sí sola o en conjunto con otros inversionistas, el proyecto de construcción de una línea de transmisión que permitirá transmitir energía entre Mejillones, en el SING, y Copiapó, en el norte del SIC.

➤ **PRIMEROS NUEVE MESES DEL AÑO:**

- **Terminal Use Agreement:** Con fecha 3 de septiembre E.CL suscribió un contrato denominado “Terminal Use Agreement” (“TUA”) con su sociedad relacionada Sociedad GNL Mejillones S.A. en virtud del cual ésta se obliga a prestar a la Sociedad, en su terminal receptor de gas natural licuado, los servicios de recepción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural licuado, por un volumen contractual de 14.500.000 MMBtu el año 2013, 17.400.000 MMBtu el año 2014 y 14.500.000 MMBtu para cada uno de los años 2015 a 2026.
- **ERNC:** El 3 de septiembre el Congreso aprobó el Proyecto de Ley que incentiva la ampliación de la matriz energética con energías renovables no convencionales (“ERNC”). Se acordó una cuota de 20% al año 2025 para los contratos firmados después de julio de 2013.
- **Pampa Camarones:** E.CL ingresó a evaluación en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) correspondiente al proyecto denominado “Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones”. La iniciativa, según consta en la DIA, tendrá un valor total de US\$620 millones y consiste en la instalación de una planta solar fotovoltaica de hasta 300 MW de potencia nominal, energía que será inyectada en etapas sucesivas al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).
- **E.CL inaugura su primera planta fotovoltaica conectada directamente al SING:** En julio de 2013, E.CL inauguró su proyecto solar El Águila I, ubicado a 57 kilómetros de la ciudad de Arica. Tiene 2 MW de potencia instalada, equivalente al 5% de la potencia requerida por la ciudad de Arica o al abastecimiento necesario para 2.300 familias, y contempló una inversión cercana a los US\$7 millones.
- **Junta de accionistas:** 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, o un total de US\$56.178.411,82, equivalente al 100% de la utilidad neta del año 2012. Asimismo se procedió a la elección de un nuevo Directorio.
- **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. 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 1º 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. A esta fecha, el proceso arbitral continúa su curso, sin que haya una fecha cercana para su resolución. 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 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.

➤ **HECHOS POSTERIORES:**

- El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 28 de enero de 2014, acordó aceptar la renuncia a los cargos de director y Presidente presentada don Jan Flachet, quien pasó a asumir otras funciones dentro del Grupo GDF Suez, y designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director don Juan Clavería Aliste.

## **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\$78,3/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 segundo trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$76,9/MWh. En dicho trimestre, debido a fallas y mantenencias de centrales carboneras y a la salida del Terminal de GNL entre el 1 y el 28 de junio por labores de conexión de su estanque en tierra, se debió recurrir a combustibles de mayor costo especialmente diesel. Esto provocó un cambio en la mezcla de combustibles utilizada en la generación de electricidad en el sistema en el trimestre, disminuyendo el peso relativo de la generación a gas.

En el tercer trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$74,4/MWh. Cabe destacar que en ese trimestre, E.CL presentó una buena disponibilidad de sus centrales; la generación a carbón y gas aumentaron desplazando a combustibles de mayor costo especialmente diésel.

En el cuarto trimestre, el costo marginal promedio subió a US\$89,1/MWh. En este trimestre, E.CL y el parque generador del SING en general presentaron un mayor número de mantenencias, en parte asociadas a las instalaciones y pruebas de sistemas de abatimiento de emisiones de material particulado y gases. Debido a esto la generación a diésel aumentó, desplazando a combustibles de menor costo. En el mes de octubre, el costo marginal promedio fue de US\$90/MWh, lo que representó un aumento de 30% respecto al mismo mes del año anterior y de 39,7% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de noviembre, el costo marginal promedió los US\$87,6/MWh, lo que representó un aumento de 7,7% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 2,7% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de diciembre, el costo marginal fue de US\$89,7/MWh, lo que representó un aumento de 5,8% respecto al mismo mes del año anterior y de 2,4% respecto al mes anterior.

El costo marginal promedio del año fue de US\$79,6/MWh, lo que representó una disminución de 7,7% respecto al año anterior en que el costo marginal promedió los US\$86,2/MWh.

Cabe notar, sin embargo, que los costos marginales no consideran los sobrecostos de operación del sistema según lo establecido en la Resolución Ministerial 39 y el Decreto Supremo 130. Estos sobrecostos se refieren a costos de la operación, por sobre los costos determinados según el despacho económico de las centrales, por razones tales como mayor seguridad global del servicio, pruebas, limitaciones de transmisión y costos por

operación de centrales a su mínimo técnico. Este último tipo de sobrecostos por operaciones de centrales a su mínimo técnico se rigen por el DS130 desde el 1 de enero de 2013. Los sobrecostos incurridos por generadoras operando en dicha condición se suman y el total del sistema se prorratea entre los generadores en función de sus retiros. De esta forma cada generador debe pagar o recibir, según sea el caso, la diferencia entre su prorrata y el sobrecosto efectivamente incurrido por dicho generador. Por lo tanto, aquellos generadores que incurren en sobrecostos de operación son remunerados por los generadores con mayores retiros y estos últimos pueden traspasar parte de este sobrecosto a las tarifas finales según las condiciones contractuales pactadas con los clientes. Los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$34,8 millones, US\$54,5 millones, US\$36,7 millones y US\$48,8 millones en el primer, segundo, tercer y cuarto trimestre de 2013, respectivamente.

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

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

<b>Tipo de Combustible</b>	<b>1T 2013</b>		<b>2T 2013</b>		<b>3T 2013</b>		<b>4T 2013</b>	
	<b>GWh</b>	<b>% of total</b>						
Hidro	21	0%	18	0%	19	0%	20	0%
Carbón	3.497	82%	3.452	82%	3.619	84%	3.533	80%
Gas Argentino (AES Gener)	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL	451	11%	323	8%	408	9%	427	10%
Diesel / Petróleo pesado	251	6%	400	9%	248	6%	425	10%
Solar / cogeneración	28	1%	27	1%	38	1%	33	1%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.248</b>	<b>100%</b>	<b>4.220</b>	<b>100%</b>	<b>4.331</b>	<b>100%</b>	<b>4.439</b>	<b>100%</b>

Fuente: CDEC-SING

Es importante destacar que la generación a partir de GNL disminuyó considerablemente durante el año 2013 por la menor cantidad de gas disponible en el sistema, debido al término del contrato de suministro con las compañías mineras pertenecientes al grupo denominado G4 a fines de septiembre de 2012.

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

**Generación por Empresa (en GWh)**

<b>Empresa</b>	<b>1T 2013</b>		<b>2T 2013</b>		<b>3T 2013</b>		<b>4T 2013</b>	
	<b>GWh</b>	<b>% del total</b>						
AES Gener	-	-	-	-	-	-	-	-
Norgener / Angamos	1.524	36%	1.327	31%	1.306	30%	1.558	35%
Celta	265	6%	243	6%	292	7%	119	3%
GasAtacama	156	4%	284	7%	164	4%	328	7%
E.CL (con CTH al 100%)	2.260	53%	2.322	55%	2.515	58%	2.384	54%
Otros	42	1%	44	1%	54	1%	51	1%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.248</b>	<b>100%</b>	<b>4.220</b>	<b>100%</b>	<b>4.331</b>	<b>100%</b>	<b>4.439</b>	<b>100%</b>

Fuente: CDEC-SING

Durante el cuarto trimestre de 2013 se observó una disminución en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó liderando la generación en el sistema con un 54% de participación. En este trimestre, tanto la Compañía como el sistema en general tuvieron centrales temporalmente fuera de servicio con mantenencias programadas y para la instalación de sistemas de reducción de emisiones. Las mantenencias de centrales a carbón, incluyendo la central CTM2 de E.CL, Norgener de AES Gener y Celta de Endesa, hicieron que aumentara la participación de Gas Atacama operando sus ciclos combinados con petróleo diésel.

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

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados para los periodos anuales finalizados al 31 de Diciembre de 2013 y 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 permitir una mejor comparación se considera CTH consolidado al 100% en todos los trimestres analizados.

### Resultados de las operaciones

## Cuarto trimestre de 2013 comparado con el tercer trimestre de 2013 y cuarto trimestre de 2012

### Ingresos operacionales

	Información Trimestral							
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	4T 2012		3T 2013		4T 2013		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes no regulados.....	229,6	85%	214,1	82%	214,1	81%	0%	-7%
Ventas a clientes regulados.....	39,1	14%	43,3	16%	46,2	17%	7%	18%
Ventas al mercado spot.....	3,0	1%	4,2	2%	4,2	2%	1%	41%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>271,7</b>	<b>89%</b>	<b>261,6</b>	<b>87%</b>	<b>264,5</b>	<b>85%</b>	<b>1%</b>	<b>-3%</b>
Ventas por distribución de gas.....	0,4	0%	1,0	0%	(0,4)	0%	-143%	-207%
Otros ingresos operacionales.....	31,8	10%	40,3	13%	47,8	15%	19%	50%
		0%		0%		0%		
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>303,9</b>	<b>100%</b>	<b>302,9</b>	<b>100%</b>	<b>311,8</b>	<b>100%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados <sup>(1)</sup> .....	1.997	81%	1.933	78%	1.914	79%	-1%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	442	18%	459	19%	465	19%	1%	5%
Ventas de energía al mercado spot.....	42	2%	70	3%	58	2%	-17%	40%
		0%		0%		0%		
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.481</b>	<b>100%</b>	<b>2.462</b>	<b>100%</b>	<b>2.437</b>	<b>100%</b>	<b>-1%</b>	<b>-2%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)<sup>(2)</sup>.....</b>	<b>114,1</b>		<b>109,0</b>		<b>110,7</b>		<b>2%</b>	<b>-3%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)<sup>(3)</sup>.....</b>	<b>88,3</b>		<b>94,3</b>		<b>99,3</b>		<b>5%</b>	<b>12%</b>

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$264,5 millones, levemente superiores al trimestre anterior debido a mayores tarifas. En tanto, la disminución de 3% en las ventas de energía con respecto al mismo trimestre del año anterior se explica por menores tarifas promedio realizadas y un menor volumen de ventas de energía.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$214,1 millones, manteniéndose al mismo nivel del trimestre anterior, con un menor volumen de ventas asociado al término del contrato con Mantos Blancos por 40 MW, que venció a fines de septiembre, y la menor demanda de Chuquicamata por huelgas laborales. En comparación con igual período del año anterior, las ventas a clientes libres disminuyeron, tanto por menores tarifas como por menores ventas físicas.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$46,2 millones, mostrando un aumento respecto al trimestre anterior, asociado a una mayor demanda y a una tarifa monómica promedio más alta. Cabe recordar que la tarifa aumentó en aproximadamente US\$5/MWh a partir de noviembre debido a la revisión tarifaria semestral pactada por contrato.

En términos físicos, las ventas al mercado spot mostraron una disminución en comparación con el trimestre anterior; sin embargo, éstas continuaron siendo no significativas debido al alto nivel de contratación de E.CL. Los niveles de ventas al mercado spot deben analizarse en términos netos. En el cuarto trimestre E.CL registró compras netas cercanas a los 204 GWh, superiores a las compras netas del tercer trimestre que fueron de 142 GWh asociadas principalmente al mayor número de mantenciones de también mayor duración. 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, entre otros, peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantenimiento de líneas de transmisión para terceros y ventas de gas y otros combustibles, las cuales registraron un aumento respecto a periodos anteriores.

## Costos operacionales

	Información Trimestral						% Variación	
	4T 2012		3T 2013		4T 2013		Trim. c/T	Año c/A
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total		
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(118,0)	42%	(112,8)	41%	(108,1)	41%	-4%	-8%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(58,0)	21%	(30,4)	18%	(42,9)	16%	41%	-26%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(35,7)	13%	(40,4)	13%	(20,0)	8%	-50%	-44%
Otros costos directos de la operación	(67,2)	24%	(76,1)	28%	(91,7)	35%	21%	37%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(278,7)</b>	<b>93%</b>	<b>(259,7)</b>	<b>96%</b>	<b>(262,8)</b>	<b>97%</b>	<b>1%</b>	<b>-6%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	4%	(11,1)	4%	(11,1)	4%	0%	-10%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	0%	(0,3)	0%	(0,6)	0%	99%	136%
Otros ingresos/costos de la operación...	(6,3)	2%	0,6	0%	2,4	-1%	294%	-138%
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(299,8)</b>	<b>100%</b>	<b>(270,4)</b>	<b>100%</b>	<b>(272,1)</b>	<b>100%</b>	<b>1%</b>	<b>-9%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.795	78%	2.021	81%	1.859	78%	-8%	4%
Gas.....	434	19%	408	14%	424	18%	4%	-2%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	58	3%	75	5%	88	4%	19%	53%
Hidro.....	11	0%	11	0%	13	1%	13%	12%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.298</b>	<b>100%</b>	<b>2.515</b>	<b>100%</b>	<b>2.384</b>	<b>100%</b>	<b>-5%</b>	<b>4%</b>
Menos Consumos propios.....	(162)	-7%	(197)	-6%	(99)	-4%	-50%	-39%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>2.136</b>	<b>85%</b>	<b>2.318</b>	<b>87%</b>	<b>2.285</b>	<b>90%</b>	<b>-1%</b>	<b>7%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	410	16%	212	13%	262	10%	24%	-36%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>2.510</b>	<b>100%</b>	<b>2.530</b>	<b>100%</b>	<b>2.547</b>	<b>100%</b>	<b>31%</b>	<b>1%</b>

La generación bruta de electricidad disminuyó en un 5% en comparación con el tercer trimestre de este año. En este trimestre hubo una menor disponibilidad de centrales a carbón por mejoras ambientales y trabajos de mantención, especialmente debido a la mantención mayor de la central CTM2. Lo anterior hizo que la generación a carbón disminuyera en un 8% respecto al tercer trimestre. La generación con gas registró un aumento debido a que el terminal de GNL Mejillones, luego de la paralización de junio para los trabajos de conexión de su nuevo estanque en tierra, se encuentra operando normalmente. Debido a la menor disponibilidad de plantas de generación a carbón y al aumento de la demanda que se registra a fin de año, la generación con petróleo aumentó su participación en el cuarto trimestre. La generación aumentó con respecto al mismo trimestre del año anterior en que la generación de E.CL se vio afectada por mantenimientos programados, faenas asociadas al plan de reducción de emisiones y la falla de CTH a partir del 20 de septiembre de 2012 que la tuvo fuera de servicio por más de 90 días.

Los precios del petróleo (WTI) registraron un valor promedio de US\$97,50/bl durante el 4T13. Esto representó una caída trimestral de 7,9% desde US\$105,85/bl en el 3T13 y un aumento de 10,8% anual desde US\$87,97/bl en el 4T12. En tanto, el precio del carbón experimentó un aumento de 1,73% respecto al último trimestre. El costo del gas se encuentra indexado a Henry Hub a partir del cuarto trimestre del año anterior cuando se dio inicio al contrato de suministro a largo plazo de GNL. Los costos totales de combustibles disminuyeron en un 4% en el cuarto trimestre con respecto al trimestre inmediatamente anterior por el menor nivel de generación.

Las compras físicas en el mercado spot aumentaron un 24% en comparación con el tercer trimestre de este año debido a la menor disponibilidad de centrales eficientes en el último trimestre. En términos monetarios, las compras de energía y potencia aumentaron un 41% en comparación con el tercer trimestre debido a la mayor compra física, los mayores costos marginales y el mayor nivel de sobrecostos de generación en el sistema.

La depreciación disminuyó en comparación con los periodos anteriores debido a que se realizó un cambio en la determinación de las vidas útiles de las unidades carboneras de acuerdo a un informe técnico, dejándolas en el estándar de 40 años y de 45 años para las unidades más antiguas, U12 y U13. Esto se vio compensado en parte por la depreciación de las mejoras ambientales efectuadas a todas nuestras centrales de generación a carbón.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenciones y costos de ventas de combustibles. En el cuarto trimestre estos costos aumentaron debido, entre otros, a mayores gastos de personal y servicios de terceros asociados a las mantenciones y mayores costos por ventas de combustibles.

Los gastos de administración y ventas se mantuvieron al mismo nivel del periodo anterior.

	2012					2013				
	1T12	2T12	3T12	4T12	12M12	1T13	2T13	3T13	4T13	12M13
<b>Margen Eléctrico</b>										
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	288,4	276,2	255,0	271,7	1.091,3	266,5	266,1	261,6	264,5	1.058,6
Costo de combustible.....	(108,7)	(155,6)	(105,2)	(118,0)	(487,6)	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(108,1)	(448,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(39,5)	(15,6)	(31,7)	(58,0)	(144,8)	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(42,9)	(160,7)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>140,1</b>	<b>104,9</b>	<b>118,1</b>	<b>95,8</b>	<b>458,9</b>	<b>117,1</b>	<b>100,1</b>	<b>118,4</b>	<b>113,4</b>	<b>449,1</b>
Margen eléctrico	49%	38%	46%	35%	42%	44%	38%	45%	43%	42%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una caída en el cuarto trimestre en comparación con el trimestre anterior y una significativa recuperación con respecto al último trimestre del año anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia así como el costo de combustibles mostraron mejoras. Por la otra, hubo mayores costos por compras de energía en el mercado spot y mayores sobrecostos de operación del sistema, asociados a la menor disponibilidad de centrales durante el cuarto trimestre de 2013. En este periodo estuvieron en mantención CTM2, la que estuvo fuera de servicio por 74 días -a partir del 9 de noviembre de 2013-, y también CTM3, CTA y CTH para mantenciones más cortas. En el cuarto trimestre la partida de costo de compras de energía y potencia aumentó en US\$12,5 millones, no solo debido a las mayores compras físicas en el

mercado spot y los mayores costos marginales, sino también debido a mayores pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema, los que llegaron a US\$18,2 millones considerablemente superiores a los US\$10,04 millones del trimestre anterior. En resumen, mientras los ingresos por MWh vendidos aumentaron un 1,1%, los costos directos de operación por MWh vendido cayeron un 4,1%; sin embargo, los costos por compras de energía en el mercado spot y la prorrata de sobrecostos aumentaron 41%, explicando la caída de la utilidad bruta del negocio de generación de electricidad en el trimestre en comparación con el trimestre anterior.

En el año 2013 los ingresos por venta de energía y potencia disminuyeron en US\$32,6 millones debido fundamentalmente a la disminución de tarifas que refleja la utilización de una mezcla de combustibles de menor costo, tal como se muestra en la caída de US\$38,6 millones en los costos de combustibles. Sin embargo, la menor disponibilidad de gas en el sistema en general, la parada de CTA y CTH en enero, la mayor concentración de mantenimientos de unidades carboneras en abril y mayo, la paralización de actividades del terminal de GNL durante junio, y la mayor cantidad y tiempo de mantención de unidades carboneras en el último trimestre derivaron en mayores compras de energía al mercado spot, tanto en términos físicos como en precio, y en mayores sobrecostos en el año. Esto se tradujo en una disminución de US\$9,8 millones en la utilidad bruta del negocio de generación. En términos porcentuales, el margen eléctrico fue de un 42%, manteniéndose en el mismo nivel del año anterior

### Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)						Trim. c/T	Año c/A
	4T 2012		3T 2013		4T 2013			
	Monto	%	Monto	%	Monto	%		
Total ingresos de la operación	303,9	100%	302,9	100%	311,8	100%	3%	3%
Total costo de ventas	(278,7)	-92%	(259,7)	-86%	(262,8)	-84%	1%	-6%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>25,2</b>	8%	<b>43,2</b>	14%	<b>49,0</b>	16%	13%	95%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(21,1)	-7%	(10,8)	-4%	(9,3)	-3%	-14%	-56%
<b>Ganancia Operacional</b> .....	<b>4,1</b>	1%	<b>32,5</b>	11%	<b>39,8</b>	13%	n.a.	879%
Depreciación y amortización.....	35,9	12%	40,7	13%	20,6	7%	-49%	-43%
Provisiones / (reversos) de incobrables	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
<b>EBITDA</b> .....	<b>40,0</b>	13%	<b>73,2</b>	24%	<b>60,4</b>	19%	-17%	51%

Debido a lo explicado en los párrafos anteriores, fundamentalmente por mayores costos de compra de energía en el mercado spot, mayores sobrecostos y mayores costos de mantenimientos y reparaciones, el EBITDA disminuyó en comparación con el tercer trimestre de 2013 y aumentó con respecto al tercer trimestre de 2012 el que fue afectado negativamente por la parada de CTH. El margen EBITDA fue de un 19% en el cuarto trimestre del año 2013, inferior al 24% del tercer trimestre y superior al 13% del mismo periodo del año anterior.

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 del cuarto trimestre de 2012 como si CTH se hubiera consolidado al 100%.

## Resultados financieros

### Información Trimestral

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

	<u>4T 2012</u>		<u>3T 2013</u>		<u>4T 2013</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A</u>
<b>Resultados no operacionales</b>								
Ingresos financieros.....	0,7	0%	0,4	0%	0,3	0%	-24%	-57%
Gastos financieros.....	(11,7)	-4%	(11,8)	-4%	(11,6)	-4%	-2%	0%
Diferencia de cambio.....	(2,0)	-1%	2,7	1%	(0,6)	0%	-123%	-69%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	21,2	7%	(0,8)	0%	(5,1)	-2%	551%	-124%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>8,2</b>	<b>3%</b>	<b>(9,6)</b>	<b>-3%</b>	<b>(17,1)</b>	<b>-6%</b>	<b>78%</b>	<b>-309%</b>
Ganancia antes de impuesto.....	12,2	4%	22,9	8%	22,7	7%	-1%	85%
Impuesto a las ganancias.....	0,1	0%	(5,7)	-2%	(4,4)	-1%	n.a.	-5480%
<b>Utilidad (Pérdida) de Actividades</b>								
<b>Continuadas después de impuesto.....</b>	<b>12,3</b>	<b>4%</b>	<b>17,2</b>	<b>6%</b>	<b>18,3</b>	<b>6%</b>	<b>6%</b>	<b>49%</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>12,6</b>	<b>4%</b>	<b>14,5</b>	<b>5%</b>	<b>17,0</b>	<b>6%</b>	<b>17%</b>	<b>35%</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....</b>	<b>(0,2)</b>	<b>0%</b>	<b>2,8</b>	<b>1%</b>	<b>1,3</b>	<b>0%</b>	<b>n.a.</b>	<b>-661%</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO</b>	<b>12,6</b>	<b>4%</b>	<b>14,5</b>	<b>5%</b>	<b>17,0</b>	<b>6%</b>	<b>17%</b>	<b>35%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,012</b>	<b>0%</b>	<b>0,013</b>	<b>0%</b>	<b>0,016</b>	<b>0%</b>	<b>27%</b>	<b>35%</b>

Los gastos financieros se mantuvieron en línea con respecto a los trimestres anteriores. La pérdida de cambio alcanzó US\$0,6 millones, la que contrasta con la utilidad de cambio de US\$2,7 millones en el trimestre anterior y pérdidas de US\$2,0 millones en el mismo trimestre del año anterior. La pérdida por diferencias de cambio se originó por el efecto de la depreciación del peso, sobre ciertos activos en pesos.

Los otros ingresos no operacionales se vieron afectados por el reconocimiento de una utilidad de US\$12,5 millones antes de impuestos en la venta de Distrinor y al reconocimiento de un menor valor de Gasoducto Norandino Argentina que significó reconocer una pérdida de US\$18 millones antes de impuestos.

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 de 18,5% que se encontraba vigente hasta el tercer trimestre del año pasado.

El resultado después de impuesto fue una utilidad de US\$17 millones, superior a la ganancia del tercer trimestre y del cuarto trimestre del año anterior.

## Año 2013 comparado con año 2012

### Ingresos operacionales

#### Información a Diciembre 2013

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

	12M 2012		12M 2013		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
<b>Ingresos de la operación</b>						
Ventas a clientes no regulados.....	887,8	81%	869,8	82%	(18,0)	-2%
Ventas a clientes regulados.....	166,4		173,8	16%	7,4	4%
Ventas al mercado spot.....	37,1	3%	15,0	1%	(22,0)	-59%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>1.091,3</b>	92%	<b>1.058,6</b>	88%	<b>(32,6)</b>	-3%
Ventas por distribución de gas.....	2,7	0%	1,9	0%	(0,8)	-30%
Otros ingresos operacionales.....	91,1	8%	146,6	12%	55,4	61%
Total ingresos operacionales.....	<b>1.185,0</b>	100%	<b>1.207,1</b>	100%	<b>22,0</b>	2%
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	7.553	79%	7.643	79%	90	1%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.699	18%	1.822	19%	123	7%
Ventas de energía al mercado spot.....	329	3%	240	2%	(89)	-27%
Total ventas de energía.....	<b>9.580</b>	100%	<b>9.704</b>	100%	<b>124</b>	1%
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)<sup>(2)</sup></b>	<b>117,4</b>		<b>112,3</b>		<b>(5,1)</b>	-4%
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh)<sup>(3)</sup></b>	<b>97,9</b>		<b>95,4</b>		<b>(2,5)</b>	-3%

(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.

Durante 2013 los ingresos totales de la operación aumentaron un 2% en comparación con el año 2012.

Las ventas a clientes regulados, llegaron a US\$173,8 millones un aumento de 4%; sin embargo, las ventas a clientes no regulados presentaron una disminución de 2%. Esto, unido a una menor venta al mercado spot, resultó en una disminución de 3% en los ingresos por venta de energía y potencia con respecto a 2012. Esto se explica por la combinación de un aumento de 1% en las ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio.

El aumento en la venta física a clientes libres está fundamentalmente explicado por el contrato de El Tesoro que se inició en marzo de 2012 y una mayor demanda de Minera Esperanza y El Abra, lo que se vio contrarrestado en parte por el término del contrato con Mantos Blancos a fines de septiembre de 2013. Las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados mostraron una caída de 4% con respecto al 2012 debido al mayor peso relativo asignado al carbón en los polinomios de indexación de tarifas de clientes libres.

La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró una caída de 3% con respecto al año anterior debido a las variaciones del índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa base. Cabe recordar que la tarifa aumentó en aproximadamente US\$2/MWh a partir de mayo y US\$5/MWh aproximadamente a partir de noviembre debido a la revisión tarifaria semestral pactada por contrato; sin embargo, estos aumentos y los efectos del alza del tipo de cambio sobre los ingresos regulados no alcanzaron a igualar la tarifa promedio observada en 2012. En tanto, el incremento en las ventas físicas se explica por aumentos en la demanda característicos del negocio de clientes regulados.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y ventas de gas y otros combustibles. En tanto, en el segundo trimestre de 2013 se incluyó un monto de US\$13 millones en compensaciones de seguros por lucro cesante asociado a la falla en la turbina de CTH ocurrida a fines de 2012. En el año 2012 se habían registrado indemnizaciones de seguro de US\$2,8 millones por las liquidaciones de siniestros en Central Tamaya y en una grúa del puerto de

Tocopilla, además de un monto de US\$7 millones en compensaciones de seguros por CTH. Estos ingresos fueron contrarrestados en parte con una pérdida de US\$3,4 millones debida al pago en pesos argentinos de la deuda que YPF mantenía con E.CL por el acuerdo transaccional firmado en 2010.

### Costos operacionales

#### Información a Diciembre 2013

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

	<u>12M - 2012</u>		<u>12M - 2013</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
<b>Costos de la operación</b>						
Combustibles.....	(487,6)	48%	(448,9)	43%	<b>38,6</b>	<b>-8%</b>
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(144,8)	14%	(160,7)	15%	<b>(15,9)</b>	<b>11%</b>
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(142,6)	14%	(132,0)	13%	<b>10,6</b>	<b>-7%</b>
Otros costos directos de la operación	(244,1)	24%	(306,1)	29%	<b>(62,0)</b>	<b>25%</b>
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(1.019,1)</b>	<b>95%</b>	<b>(1.047,7)</b>	<b>96%</b>	<b>(28,7)</b>	<b>3%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(50,2)	5%	(43,6)	4%	<b>6,6</b>	<b>-13%</b>
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,1)	0%	(1,5)	0%	<b>(0,4)</b>	<b>38%</b>
Otros ingresos/costos.....	(3,7)	0%	3,7	0%	<b>7,4</b>	<b>-</b>
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(1.074,0)</b>	<b>100%</b>	<b>(1.089,1)</b>	<b>100%</b>	<b>(15,0)</b>	<b>1%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	7.550	79%	7.473	79%	<b>(76)</b>	<b>-1%</b>
Gas.....	1.728	18%	1.605	17%	<b>(123)</b>	<b>-7%</b>
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	224	2%	356	4%	<b>131</b>	<b>59%</b>
Hidro.....	49	1%	46	0%	<b>(2)</b>	<b>-5%</b>
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>9.551</b>	<b>100%</b>	<b>9.480</b>	<b>100%</b>	<b>(70)</b>	<b>-1%</b>
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(703)	-7%	(629)	-7%	<b>74</b>	<b>-11%</b>
<b>Total generación neta.....</b>	<b>8.848</b>	<b>88%</b>	<b>8.852</b>	<b>88%</b>	<b>4</b>	<b>0%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	1.156	12%	1.177	12%	21	2%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>10.004</b>	<b>100%</b>	<b>10.028</b>	<b>100%</b>	<b>25</b>	<b>0%</b>

Nuestra generación bruta registró una disminución de 1% en el año en comparación con el año anterior. La generación en base a carbón disminuyó en un 1%, representando un 79% de la generación total de E.CL. La generación a gas disminuyó un 7% debido a la mayor disponibilidad de gas observada en 2012 mientras persistió el acuerdo de compra de GNL con compañías mineras. La menor generación a carbón y gas fue en parte cubierta por una mayor generación en base a petróleo diesel y petróleo pesado la que aumentó un 59%. El remanente fue cubierto con un aumento en compras de energía en el mercado spot, las que aumentaron un 2% en términos físicos. Durante 2013 se llevaron a cabo mantenencias programadas a todas las unidades de E.CL. Específicamente, durante el año nuestra generación a carbón se vio afectada por la parada de CTA y CTH en enero, mantenencias de otras unidades a lo largo del año y la mantención mayor de la CTM2 en el último trimestre. En el segundo trimestre estuvieron fuera de servicio las unidades de Angamos de AES Gener, entre otras, y en el cuarto trimestre hubo un mayor número de mantenimientos y limitación operativa de unidades asociadas a trabajos realizados para el cumplimiento de la normativa medioambiental de emisión de gases y material particulado. Todo esto explicó las variaciones en la mezcla de combustibles utilizada en la generación eléctrica durante el periodo y los mayores sobrecostos de operación del sistema en el segundo y el cuarto trimestre.

El menor costo de combustibles del periodo se explica por la menor generación bruta; la tendencia a la baja en el precio del carbón que es el combustible principal de nuestra matriz de generación y cuyo precio cayó un 1,26% en el periodo; y por el menor precio del gas. Esto último se explica fundamentalmente por el inicio del contrato de suministro de GNL a largo plazo indexado a Henry Hub a fines de 2012. y. El costo de compras de energía y potencia al mercado spot aumentó debido a las mayores compras físicas de energía para compensar la disminución en generación propia y a los mayores sobrecostos de operación del sistema.

Los otros costos directos de la operación aumentaron principalmente por mayores costos de reventa de gas al SIC, un incremento en los costos de operación y mantención, en especial por la atención de fallas, el reconocimiento de costos de reparación de las filtraciones de CTA y CTH (US\$5 millones) y la reclasificación de US\$4,9 millones de costos de administración del CDEC-SING desde gastos de administración y ventas a costos de la operación.

### Resultado operacional

#### Información a Diciembre 2013

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

EBITDA	12M - 2012		12M- 2013		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.185,0	100%	1.207,1	100%	22,0	2%
Total costo de ventas	(1.019,1)	-86%	(1.047,7)	-87%	(28,7)	3%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>166,0</b>	<b>14%</b>	<b>159,3</b>	<b>13%</b>	<b>(6,6)</b>	<b>-4%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(55,0)	-5%	(41,3)	-3%	13,6	-25%
<b>Ganancia Operacional</b> .....	<b>111,0</b>	<b>9%</b>	<b>118,0</b>	<b>10%</b>	<b>7,0</b>	<b>6%</b>
Depreciación y amortización.....	143,7	12%	133,5	11%	(10,2)	-7%
Provisiones de incobrables (reversos)	-	-	-	-	-	n.a.
<b>EBITDA</b> .....	<b>254,7</b>	<b>21%</b>	<b>251,5</b>	<b>21%</b>	<b>(3,2)</b>	<b>-1%</b>

El año 2013 el EBITDA alcanzó US\$251,5 millones, una disminución de 1% con respecto al año anterior. Esto se debió principalmente a la caída en las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados y a menores tarifas cobradas a clientes regulados producto de los bajos niveles de precios del gas según el indicador Henry Hub. En gran medida, la caída en tarifas se vio compensada con menores costos de combustibles, en parte explicados por menores precios de compra de GNL. Sin embargo, hubo mayores costos de suministro, tanto por la mayor generación con diesel como por las mayores compras al mercado spot y sobrecostos asociados a las mantenciones y fallas de centrales en un contexto de menor disponibilidad de GNL en el sistema.. Estos sobrecostos impactaron con mayor fuerza en el segundo y el cuarto trimestre de 2013.

La depreciación disminuyó en US\$10,2 millones en el periodo debido a que se realizó un cambio de las vidas útiles de las unidades carboneras de acuerdo a un informe técnico, el que se vio parcialmente compensado por la depreciación de las mejoras ambientales efectuadas a todas nuestras centrales de generación a carbón.

## Resultados financieros

### Información a Diciembre 2013 (En millones de US\$, excepto por porcentajes)

	<u>12M - 2012</u>		<u>12M - 2013</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
<b>Resultados no operacionales</b>						
Ingresos financieros.....	2,6	0%	2,7	0%	0,1	3%
Gastos financieros.....	(47,0)	-6%	(46,9)	-5%	0,0	0%
Diferencia de cambio.....	9,5	1%	(2,2)	0%	(11,6)	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	21,5	3%	(6,8)	-1%	(28,3)	-132%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(13,4)</b>	<b>-2%</b>	<b>(53,3)</b>	<b>-6%</b>	<b>(39,9)</b>	<b>298%</b>
Ganancia antes de impuesto.....	97,6	12%	64,8	7%	(32,9)	-34%
Impuesto a las ganancias.....	(38,4)	-5%	(16,6)	-2%	21,8	-57%
<b>Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuada después de impuesto.....</b>	<b>59,3</b>	<b>7%</b>	<b>48,2</b>	<b>5%</b>	<b>(11,1)</b>	<b>-19%</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>56,2</b>	<b>7%</b>	<b>39,6</b>	<b>4%</b>	<b>(16,6)</b>	<b>-30%</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....</b>	<b>3,1</b>	<b>0%</b>	<b>8,6</b>	<b>1%</b>	<b>5,5</b>	<b>174%</b>
<b>EJERCICIO</b>	<b>56,2</b>	<b>7%</b>	<b>39,6</b>	<b>4%</b>	<b>(16,6)</b>	<b>-30%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,05</b>	<b>0%</b>	<b>0,04</b>	<b>0%</b>	<b>(0,0)</b>	<b>-30%</b>

Los gastos financieros se mantuvieron al mismo nivel 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 asumió la totalidad de la deuda que CTH tenía con su accionista minoritario.

Un efecto importante en este periodo correspondió a una pérdida por diferencia de cambio de US\$2,2 millones asociada al efecto de la depreciación del tipo de cambio, que contrasta con utilidades de US\$9,5 por este concepto el año anterior en que el peso tuvo una tendencia apreciativa.

En 2013 se reconocieron US\$12,6 millones de ganancias antes de impuestos en la venta de Distrinor y una pérdida de US\$18 millones antes de impuestos por el resultado de la prueba de deterioro de Gasoducto Norandino Argentina. En el 2012, en cambio, los otros ingresos no operacionales se vieron afectados por el reconocimiento de una utilidad de US\$25,4 millones antes de impuestos en la venta de la línea de transmisión Crucero – Lagunas.

Respecto a los impuestos, en 2012 se publicó la reforma tributaria que introdujo un aumento en la tasa del impuesto a la renta a un 20% con un efecto no-recurrente sobre impuestos diferidos de US\$21,7 millones en los estados financieros consolidados de 2012. También en 2012 se produjo una reversa de impuestos de US\$4,5 millones por el fallo favorable de la Corte Suprema de Justicia Argentina sobre la determinación del impuesto a las ganancias.

En 2013 también se pudo observar un aumento de US\$5,5 millones en las ganancias atribuibles a los accionistas minoritarios, fundamentalmente de la filial Inversiones Hornitos (CTH), debido a su mejor desempeño operacional.

## Ganancia neta

La utilidad después de impuesto mostró una caída de US\$16,6 millones en comparación con el año anterior, llegando a los US\$39,6 millones, principalmente debido al mayor efecto por diferencia de cambio y a la variación negativa de efectos no recurrentes que no alcanzaron a ser compensados por la disminución en el gasto por impuesto a la renta.

## Liquidez y recursos de capital

A fines del año 2013, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$213,4 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$758 millones, de la cual US\$12,8 millones tienen vencimiento dentro de un año.<sup>1</sup>

<b>Información a Diciembre 2013</b>		
<b>(En millones de US\$)</b>		
<b>Estado de flujo de efectivo</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	233,7	189,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(189,0)	(88,5)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(61,7)</u>	<u>(66,3)</u>
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b><u>(17,0)</u></b>	<b><u>34,1</u></b>

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

El flujo de caja proveniente de la operación alcanzó a US\$189,0 millones durante el año 2013. Éste se compone de flujos operacionales propiamente tales, después de pagos netos de intereses (US\$41,4 millones) y de impuestos (US\$15,7 millones). El menor flujo de caja de la operación en 2013 con respecto a 2012 se debe a varios factores incluyendo recuperaciones de IVA en 2012, mientras que en 2013 hubo mayores anticipos por compras de combustibles, y un pago de US\$15 millones a TGN por el cambio de condiciones contractuales que permitirán considerables ahorros operacionales a Gasoducto Norandino Argentina en el futuro.

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

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de US\$88,5 millones. Éste comprendió US\$127 millones de inversiones en activos fijos, lo que fue compensado con casi US\$30 millones percibidos en enero por la venta de la línea de transmisión Crucero-Lagunas y una reducción en nuestras inversiones de corto plazo. 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.

Nuestras inversiones más significativas en los últimos tres años han sido aquéllas relacionadas con los proyectos CTA y CTH y los activos de transmisión necesarios para transportar la energía generada por CTA y CTH hasta las faenas mineras de sus respectivos clientes. A partir de 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 durante el año 2013 se refieren al proyecto de mejoras con fines ambientales, a la mantención mayor de nuestras plantas de generación, al proyecto fotovoltaico El Águila I y otras inversiones tales como mejoras en sistemas de comunicación.

Nuestras inversiones en activos fijos durante los años 2013 y 2012 ascendieron a US\$127 millones y US\$188 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 Diciembre de cada año

(En millones de US\$)

<b>CAPEX</b>	<b><u>2012</u></b>	<b><u>2013</u></b>
CTA.....	30,0	4,0
CTH .....	30,7	5,4
Central Tamaya.....	-	4,0
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	11,0	6,4
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	28,2	21,2
Mejoras Medioambientales .....	71,0	66,2
Planta Solar	-	7,8
Otros	17,4	12,2
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b><u>188,3</u></b>	<b><u>127,2</u></b>

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 sus centrales termoeléctricas emiten a la atmósfera. 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, con lo cual está cumpliendo la nueva normativa de emisión de material particulado. Adicionalmente está en proceso la implementación de los sistemas para reducir emisiones de gases (NOX y SO2), actualmente está en proceso de implementados quemadores de bajo NOx y un sistema de Desulfurización con cal hidratada.

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

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el año 2013 fueron las siguientes:

- El 15 de enero E.CL pagó intereses de US\$11,25 millones del bono 144-A. Este pago se encuentra descontado del flujo de caja proveniente de la operación.
- El 31 de marzo, CTH pagó la primera cuota de capital e intereses bajo su préstamo con E.CL por un total de US\$13,6 millones. Este pago no queda reflejado en los estados financieros consolidados de E.CL.
- El 16 de mayo de 2013, E.CL pagó dividendos por un monto de US\$56,2 millones, con cargo a las utilidades del año 2012.
- El 17 de junio CTA pagó la quinta cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US\$5,8 millones más los intereses devengados en el período. Este pago también se encuentra descontado del flujo de caja proveniente de la operación.
- El 30 de septiembre, CTH pagó la segunda cuota de capital e intereses bajo su préstamo con E.CL por un total de US\$13,2 millones. Este pago no queda reflejado en los estados financieros consolidados de E.CL.

- El 16 de diciembre CTA pagó la sexta cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US\$5,8 millones más los intereses devengados en el período. Este pago también 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 diciembre de 2013. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de capital de la deuda, los que pueden diferir de los montos reportados bajo la metodología IFRS en nuestros balances.

#### **Obligaciones Contractuales al 31/12/13**

Períodos de vencimiento de pagos

(En millones de US\$)

	<b><u>Total</u></b>	<b><u>&lt; 1 año</u></b>	<b><u>1 - 3 años</u></b>	<b><u>3 - 5 años</u></b>	<b><u>Más de 5 años</u></b>
Deuda bancaria.....	358,0	12,8	32,1	37,3	275,9
Bonos (144 A/Reg S.....)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados.....	11,1	11,1	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	11,4	-	-	-	11,4
<b>Total</b>	<b><u>780,6</u></b>	<b><u>23,8</u></b>	<b><u>32,1</u></b>	<b><u>37,4</u></b>	<b><u>687,4</u></b>

La deuda bancaria corresponde al financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra filial, CTA. Al 31 de diciembre de 2013, éste ascendía a un monto de capital total de US\$358 millones, pagadero en cuotas semestrales crecientes, 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 prepagó total de los préstamos que E.CL tenía con accionistas y entidades relacionadas a fines de 2010.

Otras deudas incluyen US\$0,2 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$11,4 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 2013 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, 2012 y 2013 se presentan en el siguiente cuadro:

**Dividendos E.CL en 2010 ,2011 ,2012 y 2013**

<b>Fecha de Pago</b>	<b>Tipo de Dividendo</b>	<b>Monto</b> (en millones de US\$)	<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. 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. Hemos ocasionalmente tomado contratos de cobertura (“forwards”) para cubrir parcialmente la exposición de este contrato y de otros activos 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 diciembre de 2013, un 82% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$758 millones, estaba a tasa fija. El 18% restante

correspondía a la porción no cubierta del financiamiento del proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

**Al 31 de Diciembre de 2013**

Vencimiento contractual

(En millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017 v más</u>	<u>TOTAL</u>
<b>Tasa Fija</b>							
	Tasa fija base según swap de						
(US\$)	3,665% p.a. + spread de 2.75% <sup>(1)</sup>	7,8	9,5	10,2	10,8	181,2	219,5
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
<b>Tasa variable</b>							
(US\$)	LIBOR (180) + 2.75% p.a. <sup>(1)</sup>	4,9	6,0	6,4	6,8	114,4	138,5
<b>Total</b> <sup>(2)</sup>		<b>12,8</b>	<b>15,5</b>	<b>16,6</b>	<b>17,6</b>	<b>695,6</b>	<b>758,0</b>

(1) Corresponde a la tasa de interés actual del financiamiento de proyecto de IFC y KfW para CTA. El margen sobre LIBOR aumentará en 0,25% cada tres años comenzando el 30 de abril de 2016.

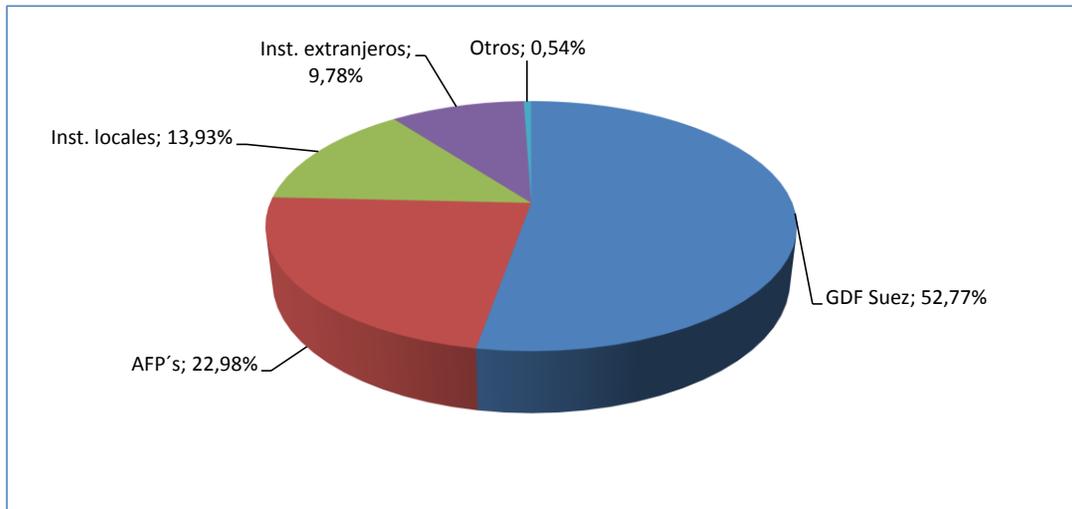
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

### ***Riesgo de crédito***

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

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

N° de accionistas: 1.912



N°TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

## ANEXO 1

### ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	Ventas Física (en GWh)									
	2012					2013				
	1T12	2T12	3T12	4T12	12M	1T13	2T13	3T13	4T13	12M
<b>Ventas físicas</b>										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.805	1.853	1.897	1.997	7.553	1.930	1.866	1.933	1.914	7.643
Ventas de energía a clientes regulados	417	412	427	442	1.699	444	454	459	465	1.822
Ventas de energía al mercado spot	116	71	100	42	329	33	80	70	58	240
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.339</b>	<b>2.336</b>	<b>2.425</b>	<b>2.481</b>	<b>9.580</b>	<b>2.406</b>	<b>2.399</b>	<b>2.462</b>	<b>2.437</b>	<b>9.704</b>
<b>Generación bruta por combustible</b>										
Carbón.....	1.934	2.004	1.817	1.795	7.550	1.710	1.884	2.021	1.859	7.473
Gas.....	258	548	489	434	1.728	451	323	408	424	1.605
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	53	80	34	58	224	87	106	75	88	356
Hidro.....	17	11	10	11	49	12	10	11	13	46
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.261</b>	<b>2.642</b>	<b>2.349</b>	<b>2.298</b>	<b>9.551</b>	<b>2.260</b>	<b>2.322</b>	<b>2.515</b>	<b>2.384</b>	<b>9.480</b>
Menos Consumos propios.....	(177,1)	(190,3)	(173,0)	(162,4)	(702,7)	(164,3)	(168,9)	(197,0)	(98,5)	(628,7)
<b>Total generación neta.....</b>	<b>2.084</b>	<b>2.452</b>	<b>2.176</b>	<b>2.136</b>	<b>8.848</b>	<b>2.096</b>	<b>2.153</b>	<b>2.318</b>	<b>2.285</b>	<b>8.852</b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>	378	34	334	410	1.156	369	334	212	262	1.177
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<b>2.461</b>	<b>2.486</b>	<b>2.510</b>	<b>2.546</b>	<b>10.004</b>	<b>2.465</b>	<b>2.487</b>	<b>2.530</b>	<b>2.547</b>	<b>10.028</b>

**Estado de resultados trimestrales**

(En millones de US\$)

**IFRS**

**Ingresos de la operación**

	<u>2012</u>					<u>2013</u>				
	<u>1T12</u>	<u>2T12</u>	<u>3T12</u>	<u>4T12</u>	<u>12M12</u>	<u>1T13</u>	<u>2T13</u>	<u>3T13</u>	<u>4T13</u>	<u>12M13</u>
Ventas a clientes regulados.....	46,8	40,0	40,6	39,1	166,4	41,4	43,0	43,3	46,2	173,8
Ventas a clientes no regulados.....	226,9	223,3	207,9	229,6	887,8	222,8	218,9	214,1	214,1	869,8
Ventas al mercado spot y ajustes.....	14,7	12,9	6,6	3,0	37,1	2,4	4,2	4,2	4,2	15,0
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>288,4</b>	<b>276,2</b>	<b>255,0</b>	<b>271,7</b>	<b>1.091,3</b>	<b>266,5</b>	<b>266,1</b>	<b>261,6</b>	<b>264,5</b>	<b>1.058,6</b>
Ventas por distribución de gas.....	1,0	0,7	0,6	0,4	2,7	0,4	0,9	1,0	(0,4)	1,9
Otros ingresos operacionales.....	16,3	19,5	23,5	31,8	91,1	18,1	40,3	40,3	47,8	146,6
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>305,7</b>	<b>296,3</b>	<b>279,1</b>	<b>303,9</b>	<b>1.185,0</b>	<b>285,1</b>	<b>307,3</b>	<b>302,9</b>	<b>311,8</b>	<b>1.207,1</b>

**Costos de la operación**

Combustibles.....	(108,7)	(155,6)	(105,2)	(118,0)	(487,6)	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(108,1)	(448,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(39,5)	(15,6)	(31,7)	(58,0)	(144,8)	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(42,9)	(160,7)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(33,5)	(32,2)	(41,3)	(35,7)	(142,6)	(35,5)	(36,1)	(40,4)	(20,0)	(132,0)
Otros costos directos de la operación	(57,9)	(56,8)	(62,4)	(67,2)	(244,1)	(58,1)	(80,2)	(76,1)	(91,7)	(306,1)

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

<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(239,6)</b>	<b>(260,2)</b>	<b>(240,6)</b>	<b>(278,7)</b>	<b>(1.019,1)</b>	<b>(243,1)</b>	<b>(282,2)</b>	<b>(259,7)</b>	<b>(262,8)</b>	<b>(1.047,7)</b>
---	----------------	----------------	----------------	----------------	------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	------------------

Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	(13,2)	(10,1)	(14,5)	(50,2)	(11,0)	(10,4)	(11,1)	(11,1)	(43,6)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(1,1)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,6)	(1,5)
Otros ingresos de la operación.....	0,7	2,1	(0,2)	(6,3)	(3,7)	0,2	0,4	0,6	2,4	3,7

**Total costos de la operación.....**

<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(251,5)</b>	<b>(271,5)</b>	<b>(251,2)</b>	<b>(299,8)</b>	<b>(1.074,0)</b>	<b>(254,1)</b>	<b>(292,5)</b>	<b>(270,4)</b>	<b>(272,1)</b>	<b>(1.089,1)</b>
--	----------------	----------------	----------------	----------------	------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	------------------

**Ganancia operacional.....**

<b>Ganancia operacional.....</b>	<b>54,3</b>	<b>24,8</b>	<b>27,9</b>	<b>4,1</b>	<b>111,0</b>	<b>31,0</b>	<b>14,8</b>	<b>32,5</b>	<b>39,8</b>	<b>118,0</b>
----------------------------------	-------------	-------------	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	-------------	-------------	--------------

**EBITDA.....**

<b>EBITDA.....</b>	<b>88,0</b>	<b>57,2</b>	<b>69,5</b>	<b>40,0</b>	<b>254,7</b>	<b>66,8</b>	<b>51,1</b>	<b>73,2</b>	<b>60,4</b>	<b>251,5</b>
--------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------	-------------	--------------

Ingresos financieros.....	0,9	0,5	0,5	0,7	2,6	1,0	0,9	0,4	0,3	2,7
Gastos financieros.....	(12,1)	(11,8)	(11,4)	(11,7)	(47,0)	(11,7)	(11,7)	(11,8)	(11,6)	(46,9)
Diferencia de cambio.....	6,6	(1,8)	6,7	(2,0)	9,5	2,7	(6,9)	2,7	(0,6)	(2,2)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,1)	(0,5)	1,0	21,2	21,5	(0,2)	(0,7)	(0,8)	(5,1)	(6,8)

**Total resultado no operacional**

<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(4,7)</b>	<b>(13,6)</b>	<b>(3,3)</b>	<b>8,2</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(8,2)</b>	<b>(18,4)</b>	<b>(9,6)</b>	<b>(17,1)</b>	<b>(53,3)</b>
---------------------------------------	--------------	---------------	--------------	------------	---------------	--------------	---------------	--------------	---------------	---------------

Ganancia antes de impuesto.....	49,6	11,2	24,7	12,2	97,6	22,8	(3,6)	22,9	22,7	64,8
---------------------------------	------	------	------	------	------	------	-------	------	------	------

Impuesto a las ganancias.....	(7,6)	(2,0)	(28,8)	0,1	(38,4)	(5,0)	(1,6)	(5,7)	(4,4)	(16,6)
-------------------------------	-------	-------	--------	-----	--------	-------	-------	-------	-------	--------

**Utilidad (Pérdida) de Actividades**

<b>Utilidad (Pérdida) de Actividades</b>	<b>42,0</b>	<b>9,1</b>	<b>(4,2)</b>	<b>12,3</b>	<b>59,3</b>	<b>17,9</b>	<b>(5,2)</b>	<b>17,2</b>	<b>18,3</b>	<b>48,2</b>
--	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------

Continuadas después de impuesto....	<b>42,0</b>	<b>9,1</b>	<b>(4,2)</b>	<b>12,3</b>	<b>59,3</b>	<b>17,9</b>	<b>(5,2)</b>	<b>17,2</b>	<b>18,3</b>	<b>48,2</b>
-------------------------------------	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------

Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	<b>40,1</b>	<b>6,5</b>	<b>(3,0)</b>	<b>12,6</b>	<b>56,2</b>	<b>16,6</b>	<b>(8,5)</b>	<b>14,5</b>	<b>17,0</b>	<b>39,6</b>
---	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------

Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	<b>1,9</b>	<b>2,6</b>	<b>(1,1)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>3,1</b>	<b>1,2</b>	<b>3,4</b>	<b>2,8</b>	<b>1,3</b>	<b>8,6</b>
---	------------	------------	--------------	--------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>42,0</b>	<b>4,6</b>	<b>(3,0)</b>	<b>12,6</b>	<b>56,2</b>	<b>16,6</b>	<b>(8,5)</b>	<b>14,5</b>	<b>17,0</b>	<b>39,6</b>
--	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------

<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>42,0</b>	<b>4,6</b>	<b>(3,0)</b>	<b>12,6</b>	<b>56,2</b>	<b>16,6</b>	<b>(8,5)</b>	<b>14,5</b>	<b>17,0</b>	<b>39,6</b>
--	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------

<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>42,0</b>	<b>4,6</b>	<b>(3,0)</b>	<b>12,6</b>	<b>56,2</b>	<b>16,6</b>	<b>(8,5)</b>	<b>14,5</b>	<b>17,0</b>	<b>39,6</b>
--	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------

<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>42,0</b>	<b>4,6</b>	<b>(3,0)</b>	<b>12,6</b>	<b>56,2</b>	<b>16,6</b>	<b>(8,5)</b>	<b>14,5</b>	<b>17,0</b>	<b>39,6</b>
--	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------

<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>42,0</b>	<b>4,6</b>	<b>(3,0)</b>	<b>12,6</b>	<b>56,2</b>	<b>16,6</b>	<b>(8,5)</b>	<b>14,5</b>	<b>17,0</b>	<b>39,6</b>
--	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------

<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>42,0</b>	<b>4,6</b>	<b>(3,0)</b>	<b>12,6</b>	<b>56,2</b>	<b>16,6</b>	<b>(8,5)</b>	<b>14,5</b>	<b>17,0</b>	<b>39,6</b>
--	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------

Ganancia por acción.....	<b>0,040</b>	<b>0,004</b>	<b>(0,003)</b>	<b>0,012</b>	<b>0,053</b>	<b>0,017</b>	<b>0,008</b>	<b>0,013</b>	<b>0,016</b>	<b>0,038</b>
--------------------------	--------------	--------------	----------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

**Balance**  
(En millones de US\$)

	<b>2012</b>	<b>2013</b>
	<b>31-Dec-12</b>	<b>31-Dec-13</b>
<b>Activo corriente</b>		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	192,1	213,4
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	176,4	171,5
Impuestos por recuperar	64,6	39,6
Otros activos corrientes	205,1	223,4
<b>Total activos corrientes</b>	<b>638,1</b>	<b>648,0</b>
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.961,2	1.944,2
Otros activos no corrientes	417,6	404,6
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>3.016,9</b>	<b>2.996,8</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda financiera	20,6	21,0
Otros pasivos corrientes	208,0	223,3
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>228,6</b>	<b>244,3</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	774,2	740,3
Otros pasivos de largo plazo	213,7	205,0
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>987,9</b>	<b>945,3</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>1.685,2</b>	<b>1.683,4</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>	<b>115,2</b>	<b>123,9</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>1.800,4</b>	<b>1.807,2</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>3.016,9</b>	<b>2.996,8</b>

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

### Indicadores financieros

		<b>INDICADORES FINANCIEROS</b>			
			<b>Dec-13</b>	<b>Dec-12</b>	<b>Var.</b>
<b>LIQUIDEZ</b>	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,65	2,79	-5%
	Razon ácida (activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,13	2,25	-5%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	403,69	409,53	-1%
<b>ENDEUDAMIENTO</b>	Leverage (pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,66	0,68	-3%
	Cobertura de gastos financieros * (EBITDA / gastos financieros)	(veces)	5,36	5,42	-1%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	3,03	3,30	-8%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,89	2,60	-27%
<b>RENTABILIDAD</b>	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	2,4%	3,3%	-29%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	1,3%	1,9%	-29%

\*últimos 12 meses

## CONFERENCIA TELEFONICA 12M13

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de diciembre de 2013, el día miércoles 29 de enero 2014 a las 9:00 am (EST) – 11: 00 (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.: #41475877**, 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.: #41475877**. La repetición estará disponible hasta el día 5 de febrero de 2014.