E.CL S.A.

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTE AL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2015

MMUS$: Millones de dólares estadounidenses (dólar)

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

AL 31 DE MARZO DE 2015

La siguiente sección tiene por objeto analizar y explicar las principales variaciones ocurridas en los Estados Financieros Consolidados intermedios de E.CL S.A. del primer trimestre del año 2015. A continuación se presenta un resumen de la información contenida en dichos Estados.

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

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 marzo de 2015, E.CL mantenía un 51% 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.

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US$27 MILLONES Y UN EBITDA DE US$80 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2015.

EL EBITDA ALCANZÓ US$80 MILLONES EN PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO, PRINCIPALMENTE DEBIDO AL MEJOR MARGEN DE NUESTRO NEGOCIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, MENORES COSTOS OPERACIONALES Y MENORES PROVISIONES. POR SU PARTE, EL RESULTADO NETO DEL EJERCICIO DEL PERIODO SE INCREMENTÓ 10% CON RESPECTO AL MISMO PERIODO DE 2014, ALCANZANDO US$27 MILLONES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US$287,6 millones, disminuyendo un 7% en comparación al mismo periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a un menor precio promedio monómico de clientes libres.

- **El EBITDA** del primer trimestre alcanzó US$80 millones, con un margen EBITDA de 27,9%, lo que significó un aumento de margen de 7% respecto al mismo período del año anterior debido a un mejor desempeño operacional de la compañía.

- **La utilidad neta** acumulada a marzo 2015 alcanzó US$27,3 millones, lo que representa un aumento de 10% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior.

Resumen de resultados

(En millones de US$)

	1T14	1T15	Var%
Total ingresos operacionales	308,4	287,6	***-7%***
Ganancia operacional	47,0	48,1	***2%***
EBITDA	79,9	80,1	***0%***
Margen EBITDA	25,9%	27,9%	***7%***
Efectos no recurrentes	6,0	0,0	**-**
EBITDA sin efectos recurrentes	73,9	80,1	***8%***
Total resultado no operacional	(10,8)	(8,7)	***-20%***
Ganancia después de impuestos	27,0	29,7	***10%***
Ganancia atribuible a los controladores	24,8	27,3	***10%***
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	2,2	2,5	***10%***
Ganancia por acción	0,02	0,03	***10%***
Ventas de energía (GWh)	2.271	2.337	***3%***
Generación neta de energía (GWh)	2.026	2.099	***4%***
Compras de energía al mercado spot (GWh)	306	291	***-5%***

HECHOS DESTACADOS

- **PRIMER TRIMESTRE DE 2015:**

- **Estudio de Transmisión Troncal**: El 6 de febrero de 2015, se dio a conocer el Estudio de Transmisión Troncal efectuado por el consultor independiente contratado por la Comisión Nacional de Energía el que concluyó que el proyecto de transmisión en corriente alterna de la filial de E.CL, TEN, representa actualmente la mejor alternativa de interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) en tanto cumpla ciertas condiciones técnicas y de capacidad.

- **Proyecto Infraestructura Energética Mejillones: El** 20 de enero de 2015, E.CL dio orden de proceder a la empresa coreana, S.K. Engineering and Construction, Corea, a la construcción del proyecto Infraestructura Energética Mejillones 1, una planta de generación de electricidad con capacidad instalada bruta de 375 MW. El proyecto considera una inversión aproximada de US$1.100 millones incluyendo la inversión asociada en infraestructura portuaria. Al 31 de marzo de 2015, la nivelación del terreno se encontraba avanzada en un 68%, las órdenes de compra de los principales equipos de la central, tales como turbina, caldera y generador se encontraban colocadas y se encontraba pagada un 4% del monto de inversión total. Se espera que esta planta entre en operaciones en julio de 2018.

- **Proyecto de Transmisión TEN**: En enero de 2015 Alumini (ex Alusa), contratista que estaba llevando adelante la construcción de la línea de interconexión SING – SIC, nos notificó que su matriz había entrado en un proceso de reestructuración judicial por insolvencia en Brasil. Lo anterior aumentó sustancialmente el riesgo al proyecto, por lo que se procedió a acordar con Alumini la división y traspaso del correspondiente EPC a Alstom (que se hará cargo de las subestaciones) y a Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers (que se hará cargo de la construcción de líneas de transmisión). Alumini se mantiene involucrado en el proyecto como subcontratista de Ingeniería y Construcción. Las obras continúan en construcción, encontrándose actualmente en la fase de trabajos físicos en terreno. El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US$860 millones, de los cuales a la fecha ya se han invertido US$56 millones y se espera que entre en operaciones en el tercer trimestre de 2017. El proyecto cuenta con estudio de impacto ambiental aprobado con modificaciones menores en proceso de aprobación, aproximadamente 88% de las servidumbres ya pagadas o acordadas con los propietarios de los terrenos y concesiones eléctricas ingresadas para su aprobación. Para financiar el proyecto, la compañía se encuentra avanzando en el proceso de venta de un 50% de la propiedad en el proyecto y en la estructuración de financiamiento bancario, para lo cual contrató los servicios de asesoría financiera de Banco Santander.

- **Temporal en el norte de Chile:** A fines de marzo, la zona norte de Chile fue impactada por un fuerte temporal el que no provocó mayores daños al personal ni a las instalaciones de generación y transmisión de E.CL. Debido a lo anterior, E.CL S.A. pudo entregar el suministro requerido por el sistema y sus clientes una vez superados los efectos de dicho evento. En esos momentos, la demanda del sistema bajó hasta un 40% a alrededor de 1200 MW debido a que algunas empresas mineras debieron interrumpir sus faenas. La demanda de clientes no regulados se recuperó gradualmente después del temporal. Los consumos regulados se mantuvieron en niveles prácticamente normales.

➢ HECHOS POSTERIORES:

- **Firma del Decreto de Interconexión:** Con fecha 16 de abril tuvo lugar el acto público donde se firmó el decreto 158 sobre el plan de expansión del sistema de transmisión troncal, formalizando la interconexión entre los sistemas SING y SIC mediante dos nuevas líneas de transmisión, Changos-Kapatur, de 3 kilómetros; y Changos-Nueva Crucero/Encuentro de 140 kilómetros, a ser licitadas en un futuro próximo, junto al proyecto TEN que facilitaría dicha interconexión. La unión de ambos sistemas eléctricos, SING y SIC, busca además crear un único CDEC. El proyecto TEN de E.CL, que conectará Mejillones y Copiapó, se concretará en 2017, con un costo de US$ 860 millones. El ministro de energía, Máximo Pacheco, aseguró que esta interconexión permitirá tener un único sistema eléctrico con más de 20 mil MW de potencia instalada, y requerirá de una coordinación mediante un único Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

- **Dividendos:** En la Junta Ordinaria del día 28 de abril, los accionistas de la compañía aprobaron la propuesta del Directorio de distribuir como dividendo el mínimo regulatorio de 30% de las utilidades netas del año 2014, en atención al fuerte plan de inversiones de la compañía. Descontando el dividendo provisorio de US$7 millones pagado a los accionistas en septiembre de 2014, la compañía pagará a sus accionistas la cantidad de US$19.681.396, o US$0,0186852875 por acción el día 27 de mayo de 2015.

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 diésel y un incipiente desarrollo de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

Durante el primer trimestre de 2015, el costo marginal promedio alcanzó los US$48,0/MWh, inferior a los US$87,9/MWh del primer trimestre del año anterior. Este menor costo se debió a menores precios de combustibles, al efecto de una mayor generación con energías renovables, y a que el costo marginal fue definido primordialmente por centrales a carbón. El costo marginal del 1T15 fue inferior a los US$55,6/MWh del cuarto trimestre de 2014, reflejando una mejor disponibilidad del parque generador eficiente. En el mes de enero, el costo marginal promedio fue de US$49,6MWh, lo que representó un disminución de 46,3% con respecto al mismo mes del año 2014 y una disminución de 3,6% con respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de febrero, el costo marginal promedió los US$49,4/MWh, lo que representó una disminución de 50,1% respecto del mismo mes del año anterior y de 0,5% respecto del mes anterior. Finalmente, en el mes de marzo, el costo marginal fue de US$45,3/MWh, lo que representó una disminución de 38,5% respecto del mismo mes del año anterior y de 8,3% con respecto al mes anterior.

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 ha regido por el DS130 desde el 1 de enero de 2013. Los sobrecostos incurridos por generadoras operando en dicha condición se suman y el total 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$36,5 millones en el primer trimestre de este año, un 23% por debajo de los sobrecostos producidos el año anterior, principalmente por los menores precios de combustibles líquidos. Además se redujo el porcentaje de participación de E.CL en la prorrata, por lo que el efecto en los sobrecostos no traspasados a precios disminuyó un 41% entre ambos periodos.

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

Generación por Tipo de Combustible (en GWh)

	2014								2015	
	1T2014		2T 2014		3T 2014		4T 2014		1T 2015	
Tipo de Combustible	**GWh**	*% of total*	**GWh**	*% of total*	**GWh**	*% of total*	**% of total**	*% del total*	**% of total**	*% del total*
Hidro	22	*1%*	18	*0%*	18	*0%*	21	*0%*	21	*0%*
Carbón	3.482	*82%*	3.437	*78%*	3.486	*80%*	3.670	*80%*	3.549	*78%*
GNL	387	*9%*	568	*13%*	542	*11%*	470	*10%*	483	*11%*
Diesel / Petróleo pesado	312	*7%*	296	*7%*	221	*7%*	298	*6%*	305	*7%*
Solar / cogeneración	61	*1%*	100	*2%*	114	*2%*	149	*3%*	167	*4%*
Total generación bruta SING	**4.265**	***100%***	**4.420**	***100%***	**4.380**	***100%***	**4.608**	***100%***	**4.525**	***100%***

Fuente: CDEC-SING

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

Generación por Empresa (en GWh)

	2014								2015	
	1T2014		2T2014		3T 2014		4T 2014		1T 2015	
	GWh	*% del total*	**GWh**	*% del total*	**GWh**	*% del total*	**GWh**	*% del total*	**GWh**	*% del total*
Empresa										
Norgener / Angamos	1.503	*35%*	1.738	*39%*	1.564	*37%*	1.555	*34%*	1.536	*34%*
Celta	256	*6%*	169	*4%*	246	*5%*	245	*5%*	267	*6%*
GasAtacama	225	*5%*	213	*5%*	170	*5%*	298	*6%*	276	*6%*
E.CL (con CTH al 100%)	2.204	*52%*	2.183	*49%*	2.273	*51%*	2.348	*51%*	2.267	*50%*
Otros	77	*2%*	118	*3%*	127	*2%*	161	*3%*	179	*4%*
Total generación bruta SING	**4.265**	***100%***	**4.420**	***100%***	**4.380**	***100%***	**4.608**	***100%***	**4.525**	***100%***

Fuente: CDEC-SING

Durante el primer trimestre de 2015 se observó una disminución en la generación de electricidad de E.CL respecto al último trimestre de 2014, sin embargo E.CL continuó liderando la generación en el sistema con un 50% de participación. En este primer trimestre, la compañía tuvo centrales temporalmente fuera de servicio por mantenciones programadas: El ciclo combinado U16 (desde el 25 de enero al 16 de marzo) y la central a carbón CTM2 (desde el 6 al 28 de enero).

Los niveles de demanda y de generación de electricidad en el SING muestran normalmente una baja en el primer trimestre del año. En el primer trimestre de 2015, la demanda y la generación se mantuvieron a niveles superiores a los observados en el primer trimestre de 2014. Si bien algunas faenas mineras mostraron aumentos en su demanda de electricidad, hubo otras como Gaby, Michilla y Radomiro Tomic que exhibieron menor demanda debido a su programación de producción y labores de mantención en sus operaciones. Además, el temporal ocurrido a fines de marzo en la zona norte de Chile causó una disminución en la demanda de electricidad por parte de ciertas empresas mineras, cuya demanda se recuperó gradualmente luego del temporal.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos trimestrales finalizados al 31 de Marzo de 2015 y 31 de Marzo de 2014. Estos estados financieros han sido preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Superintendencia de Valores y Seguros (www.svs.cl).

Se considera CTH consolidado al 100% en todos los trimestres analizados.

Resultados de las operaciones

Primer trimestre de 2015 comparado con el cuarto trimestre de 2014 y primer trimestre de 2014

Ingresos operacionales

Información Trimestral

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

	1T 2014		4T 2014		1T 2015		% Variación	
Ingresos de la operación	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Trim. c/T**	**Año c/A.**
Ventas a clientes no regulados……..	209,9	*80%*	206,0	*78%*	181,9	*75%*	***-12%***	***-13%***
Ventas a clientes regulados……..	46,5	*18%*	55,3	*21%*	55,4	*23%*	***0%***	***19%***
Ventas al mercado spot…….…..…….	5,8	*2%*	2,9	*1%*	6,2	*3%*	***111%***	***7%***
Total ingresos por venta de energía y potencia…….	**262,1**	*85%*	**264,3**	*90%*	**243,4**	*85%*	***-8%***	***-7%***
Ventas de gas..……	10,9	*4%*	14,6	*5%*	18,5	*6%*	***27%***	***69%***
Otros ingresos operacionales…….	35,3	*11%*	16,2	*5%*	25,8	*9%*	***59%***	***-27%***
		0%		*0%*		*0%*		
Total ingresos operacionales……..	**308,4**	*100%*	**295,0**	*100%*	**287,6**	*100%*	***-3%***	***-7%***
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados [1]…….	1.745	*77%*	1.836	*79%*	1.726	*74%*	***-6%***	***-1%***
Ventas de energía a clientes regulados…….	451	*20%*	457	*20%*	463	*20%*	***1%***	***3%***
Ventas de energía al mercado spot……..	75	*3%*	34	*1%*	149	*6%*	***331%***	***99%***
Total ventas de energía…….	**2.271**	*100%*	**2.327**	*100%*	**2.337**	*100%*	***0%***	***3%***
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.$/MWh)[2] ……	**118,5**		**111,7**		**100,3**		***-10%***	***-15%***
**Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.$/MWh) [3]…….. **	**103,1**		**128,5**		**119,6**		***-7%***	***16%***

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.
(2) Calculado como el cuociente 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 cuociente 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$243 millones en el primer trimestre, representando una disminución de 8% comparado con el trimestre anterior, debido a las menores tarifas promedio cobradas a clientes libres y regulados. En tanto, con respecto al mismo trimestre del año anterior, las ventas de energía también disminuyeron por menores tarifas promedio en el segmento de clientes libres, lo que fue en parte compensado por mayores ventas de energía en términos físicos y una mayor tarifa promedio observada en el segmento de clientes regulados.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US$182 millones, una disminución de 13% con respecto al mismo trimestre del año anterior. En menor medida, esto se debió a una leve caída en las ventas físicas a compañías mineras. Por una parte, hubo un aumento en la demanda por parte de nuevos clientes (Sierra Gorda, Pampa Camarones y Antucoya) que superó la disminución del consumo producto del vencimiento del contrato SQM-Nueva Victoria. Por otra parte, Gaby, Michilla y Radomiro Tomic mostraron menores niveles de demanda, mientras que la demanda de Chuquicamata presentó una

recuperación. La caída en la demanda provocada por el fenómeno climático que afectó a la zona contribuyó a explicar la caída de 1% en la venta física a clientes libres. Sin embargo, lo que más contribuyó a la disminución en las ventas a clientes libres fue una disminución de 15% en la tarifa monómica promedio que reflejó la caída en el precio de los combustibles usados en los polinomios de indexación en las tarifas de nuestros contratos. En comparación con el último trimestre de 2014, la tarifa monómica promedio cayó un 10%. También hubo una caída en la demanda de clientes libres asociada a la mayor actividad minera característica de fines de cada año y al temporal que afectó la zona norte en marzo de 2015.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US$55,4 millones, manteniéndose al mismo nivel del trimestre anterior. Cabe recordar que la tarifa de energía disminuyó en aproximadamente US$7/MWh a partir de noviembre de 2014 debido a la caída observada en el indicador Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa semestral. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó en un 8%, desde US$4.62/MMBtu, usado en el proceso tarifario de abril de 2104, a US$4.26/MMBtu usado en el proceso tarifario de octubre de 2014. El aumento de 19% en la venta a clientes regulados en comparación con el primer trimestre del año anterior se debió tanto a un aumento de 3% en el consumo como a un incremento de 16% en la tarifa monómica promedio.

En términos físicos, las ventas al mercado spot, correspondientes a nuestra filial CTA y en menor medida, a CTH, mostraron un aumento en comparación con el trimestre anterior y al mismo trimestre de 2014. En términos consolidados, E.CL siguió siendo un comprador neto de energía debido a su alto nivel de contratación. En el primer trimestre, E.CL registró compras netas cercanas a los 142GWh, inferiores a las compras netas del cuarto trimestre que fueron de 226 GWh debido principalmente a una menor producción de CTA, que pasó de ser vendedora neta de energía a compradora neta en el mes octubre. 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.

Las ventas de gas consideran las ventas de este combustible a terceros. En términos de volumen, las ventas de gas fueron mayores que en el primer trimestre del año anterior; sin embargo, éstas fueron a precios más bajos y con costos más altos, lo que, en definitiva, se tradujo en una contribución similar a la del año anterior. Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, reliquidaciones de subtransmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y ventas de carbón y otros combustibles a terceros. Cabe destacar que en el primer trimestre de 2014 se reconocieron US$6 millones de ingresos producto de los términos del acuerdo de recepción final de CTA y CTH firmado con la empresa contratista de dichos proyectos en marzo de 2014

Costos operacionales

Información Trimestral

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

	1T 2014		4T 2014		1T 2015		% Variación	
Costos de la operación	**Amount**	**% of total**	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Trim. c/T**	**Año c/A**
Combustibles…….	(109,6)	*44%*	(109,6)	*43%*	(96,5)	*42%*	***-12%***	***-12%***
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes…….	(37,0)	*15%*	(33,8)	*13%*	(30,2)	*13%*	***-11%***	***-18%***
Depreciación y amortización en el costo de ventas…….	(32,6)	*13%*	(34,2)	*13%*	(31,4)	*14%*	***-8%***	***-4%***
Otros costos directos de la operación	(71,7)	*29%*	(76,1)	*30%*	(69,5)	*31%*	***-9%***	***-3%***
**Total costos directos de ventas…….. **	**(251,0)**	*96%*	**(253,7)**	*95%*	**(227,6)**	*95%*	***-10%***	***-9%***
Gastos de administración y ventas…….	(12,3)	*5%*	(15,5)	*6%*	(11,4)	*5%*	***-26%***	***-7%***
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas…….	(0,2)	*0%*	(0,6)	*0%*	(0,6)	*0%*	***-8%***	***128%***
Otros ingresos/costos de la operación…	0,6	*0%*	2,6	*-1%*	0,1	*0%*	***-94%***	***-74%***
Total costos de la operación.....……	**(261,4)**	*100%*	**(267,2)**	*100%*	**(239,5)**	*100%*	***-10%***	***-8%***
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad…….								
Carbón……..	1.731	*79%*	1.895	*81%*	1.826	*81%*	***-4%***	***5%***
Gas……	381	*17%*	419	*18%*	404	*18%*	***-3%***	***6%***
Petróleo diesel y petróleo pesado..……..	77	*3%*	22	*1%*	23	*1%*	***7%***	***-69%***
Hidro/Solar……...…….	15	*1%*	13	*1%*	13	*1%*	***2%***	***-10%***
Total generación bruta……	**2.204**	*100%*	**2.348**	*100%*	**2.267**	*100%*	***-3%***	***3%***
Menos Consumos propios...……	(178)	*-8%*	(180)	*-8%*	(168)	*-7%*	***-7%***	***-6%***
Total generación neta……	**2.026**	***87%***	**2.169**	***89%***	**2.099**	***88%***	***-3%***	***4%***
Compras de energía en el mercado spot…….	306	***13%***	260	***11%***	291	***12%***	***12%***	***-5%***
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión..…….	**2.332**	***100%***	**2.429**	***100%***	**2.390**	***100%***	***-2%***	***2%***

La generación bruta de electricidad disminuyó un 3% en comparación con el trimestre anterior y aumentó un 3% con respecto al mismo trimestre del año anterior. En este trimestre hubo un menor número de mantenciones en el sistema. En el caso de E.CL, las unidades CTM2 y U16, fueron objeto, alternadamente, de mantención mayor. La generación a carbón disminuyó en un 4% con respecto al trimestre anterior, pero aumentó un 5% con respecto al primer trimestre de 2014. Asimismo, la generación con gas disminuyó su participación en comparación con el último trimestre de 2014 por la menor disponibilidad de la U16, pero aumentó con respecto al primer trimestre del año anterior. Este trimestre se vio también afectado por el temporal registrado a fines de marzo en la zona norte del país que provocó una menor demanda por la paralización parcial de algunas faenas mineras, quienes recuperaron lentamente su demanda una vez superados los problemas ocasionados por este fenómeno climático.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el diésel y los sobrecostos de operación del sistema están vinculados, registraron un valor promedio de US$48,83/bl durante el 1T15. Esto representó una disminución trimestral de un 34,4%, desde US$74,43/bl en el 4T14, y de 50,5% anual desde US$98,6/bl en el 1T14. En tanto, el precio del carbón experimentó una tendencia a la baja. La disminución generalizada en los precios de combustibles resultó en una disminución de 12% en la partida de combustibles en este trimestre, tanto con respecto al 4T14 como al primer trimestre del año anterior. El costo de compras de energía y potencia en el mercado spot disminuyó en comparación con ambos trimestres principalmente debido a los menores costos marginales observados en el período. En términos físicos, las compras de energía en el mercado spot fueron inferiores a las del primer trimestre

de 2014 y levemente superiores a las del 4T14. La caída de precios en el mercado spot compensó un mayor costo por reliquidaciones de potencia firme en el primer trimestre de 2015.

El costo de la depreciación en este trimestre fue levemente inferior al del trimestre anterior y al del primer trimestre del año anterior. Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantención y costos de ventas de combustibles. Éstos disminuyeron en este trimestre en comparación con el trimestre anterior debido a mayores provisiones en el 4T14. También disminuyeron en comparación con el primer trimestre del año anterior debido a menores costos de manejo de combustibles sólidos por el incidente ocurrido en el puerto de Mejillones a fines de 2013, efectos cambiarios y menores costos de subcontratistas. Los gastos de administración y ventas presentan una disminución respecto al trimestre anterior en el que se incluyeron provisiones por mermas de inventario y por bonos pagaderos al personal de la compañía.

Margen Eléctrico

	2014					2015
	1T14	2T14	3T14	4T14	TOTAL	1T15
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia……..	**262,1**	**277,0**	**273,0**	**264,3**	**1.076,4**	**243,4**
Costo de combustible……..	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(109,6)	(431,8)	(96,5)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot…….	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(33,8)	(162,0)	(30,2)
Utilidad bruta del negocio de generación …	**115,5**	**116,1**	**130,1**	**120,9**	**482,6**	**116,7**
Margen eléctrico	*44%*	*42%*	*48%*	*46%*	*45%*	*48%*

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento respecto al mismo trimestre del año anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron, así como también disminuyeron las compras de energía y potencia al mercado spot. Por la otra, el costo de combustibles mostró también una disminución en el periodo. El margen eléctrico reflejó parcialmente el rezago con que se ajusta la tarifa a clientes regulados en un entorno de caída en el precio del gas, lo que compensó un mayor costo de reliquidaciones de potencia firme.

En tanto, porcentualmente se observó una mejoría al comparar con el trimestre anterior. Esto fue posible debido básicamente a un menor costo de costo de suministro de combustibles y de compras de energía y potencia al mercado spot así como a los menores ingresos por venta de electricidad. Los pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema llegaron a US$6,7 millones, significativamente inferiores al trimestre anterior y al mismo periodo del año anterior.

Resultado operacional

Información Trimestral

(En millones de US$, excepto por porcentajes)

EBITDA	1T 2014		4T 2014		1T 2015		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	308,4	100%	295,0	100%	287,6	100%	-3%	-7%
Total costo de ventas	(251,0)	-81%	(253,7)	-86%	(227,6)	-79%	-10%	-9%
Ganancia bruta…….	**57,4**	19%	**41,3**	14%	**60,0**	21%	45%	5%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(10,4)	-3%	(13,5)	-5%	(11,9)	-4%	-12%	14%
Ganancia Operacional…….	**47,0**	15%	**27,8**	9%	**48,1**	17%	n.a.	2%
Depreciación y amortización……..	32,9	11%	34,9	12%	32,0	11%	-8%	-3%
EBITDA…….	**79,9**	26%	**62,6**	21%	**80,1**	28%	28%	0%

El EBITDA del primer trimestre llegó a US$80,1 millones, superior al del trimestre anterior y levemente por sobre el del mismo trimestre del año anterior, principalmente debido al mejor margen de nuestro negocio de generación eléctrica comentado en el párrafo anterior, menores costos operacionales y menores provisiones.

Resultados financieros

Información Trimestral

(En millones de US$, excepto por porcentajes)

Resultados no operacionales	1T 2014		4T 2014		1T 2015		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros…….	0,9	0%	0,1	0%	0,3	0%	353%	-62%
Gastos financieros…….	(11,4)	-4%	(19,6)	-6%	(10,9)	-4%	-44%	-4%
Diferencia de cambio……..	(0,1)	0%	0,4	0%	1,9	1%	338%	-2504%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	0%	0,1	0%	0,0	0%	-86%	-106%
Total resultado no operacional	**(10,8)**	-4%	**(19,0)**	-6%	**(8,7)**	-3%	-55%	-20%
Ganancia antes de impuesto…….	36,2	12%	8,7	3%	39,5	13%	352%	9%
Impuesto a las ganancias……..	(9,2)	-3%	(2,6)	-1%	(9,8)	-3%	n.a.	6%
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuadas después de impuesto…..	**27,0**	9%	**6,2**	2%	**29,7**	10%	383%	10%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora…..	**24,8**	8%	**3,8**	1%	**27,3**	9%	619%	10%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras….	**2,2**	1%	**2,4**	1%	**2,5**	1%	4%	10%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	**24,8**	8%	**3,8**	1%	**27,3**	9%	619%	10%
Ganancia por acción……	**0,024**	0%	**0,004**	0%	**0,026**	0%	619%	10%

El gasto financiero disminuyó con respecto al trimestre anterior ya que en ese trimestre se reconocieron US$8,8 millones de amortización anticipada de gastos financieros diferidos con motivo del prepago del financiamiento de proyecto de CTA.

La utilidad de cambio alcanzó US$1,9 millones, la que contrasta con pérdidas de cambio de US$0,1 millones en el mismo trimestre del año anterior y utilidades de US$0,8 millones en el trimestre anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó principalmente en operaciones de compra-venta de divisas y por el efecto de la apreciación del dólar frente al peso chileno sobre pasivos y costos en pesos.

La tasa de cálculo del impuesto a la renta fue de un 22,5%. El impuesto fue superior este trimestre en comparación al trimestre anterior, principalmente debido a la mayor utilidad antes de impuesto explicada por el mejor desempeño operacional de la compañía.

Liquidez y recursos de capital

A marzo de 2015, E.CL contaba con recursos en efectivo por US$261 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US$750 millones.[1]

	Información a Marzo 2015 (En millones de US$)	
Estado de flujo de efectivo	**2014**	**2015**
Flujos de caja netos provenientes de la operación	26,1	73,8
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(37,1)	(81,0)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	0.2	(2,0)
Cambio en el efectivo	**(11,0)**	**(9,2)**

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja neto proveniente de la operación durante el primer trimestre de 2015 incluyó US$114 millones de flujos de caja de la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta e IVA (US$25 millones) y de pagos de intereses sobre los dos bonos 144-A de la compañía (US$15 millones) alcanzaron los US$74 millones.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión en activos fijos fue de US$81 millones. Este monto incluye US$20 millones de inversiones en el proyecto de línea de transmisión entre el SING y el SIC (TEN), US$26 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US$16 millones en la mantención mayor y otras mejoras de activos existentes, fundamentalmente la mantención mayor del ciclo combinado U16, y US$10 millones en el proyecto solar fotovoltaico Pampa Camarones. También incluye US$5 millones en la etapa final del proyecto de reducción de emisiones de gases y material particulado.

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer trimestre de 2015 y el primer trimestre de 2014 ascendieron a los US$81 millones y US$22,3 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

(1) Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y difieren de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía, los que se presentan netos de costos diferidos y "mark-to-market" de operaciones de derivados financieros.

Inversiones en activos fijos

CAPEX	Información a Marzo de cada año (En millones de US$) 2014	2015
CTA……..	0,2	0,1
CTH …….	0,2	0,1
Central Tamaya……..	0,2	0,3
IEM……	-	25,6
TEN ……	-	19,8
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos……	11,6	16,1
Mejoras Medioambientales …….……	4,5	4,9
Planta Solar……	-	9,6
Otros…….	5,6	4,6
Total inversión en activos fijos	**22,3**	**81,0**

Con una inversión cercana a los US$170 millones, E.CL se encuentra en las etapas finales del Proyecto de Reducción de Emisiones ("CAPEX medioambiental"), iniciativa que tiene como objetivo responder a las disposiciones de la nueva legislación ambiental en total cumplimiento a lo exigido por la ley en relación con 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), específicamente la implementación de quemadores de bajo NOx y un sistema de desulfurización con cal hidratada.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

No se registraron actividades relevantes de financiamiento durante el primer trimestre de 2015, salvo el pago de dividendos de la filial CTH por US$5 millones, el cual resultó en una salida de efectivo de US$2 millones correspondientes al pago de dividendos al accionista minoritario.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2015. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de deuda, los que difieren de los montos reportados bajo la norma IFRS en nuestros balances.

Obligaciones Contractuales al 31/03/15
Períodos de vencimiento de pagos
(En millones de US$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria……	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S)…….…….	750,0	-	-	-	750,0
Obligaciones de leasing....……	-	-	-	-	-
Intereses devengados……	7,4	7,4	-	-	-
Total	**757,4**	**7,4**	**-**	**-**	**750,0**

E.CL posee dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos por US$400 millones pagadero en una sola cuota de capital a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual, y el segundo por US$350 millones con un pago único de capital en enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual.

Con el objetivo de fortalecer la liquidez de la compañía, especialmente en un escenario de su fuerte plan de inversiones, en diciembre de 2014 E.CL firmó un contrato de línea de liquidez comprometida con el Banco de Chile por un total de UF 1.250.000 (equivalente a aproximadamente US$50 millones) que permite realizar giros por hasta 3 años pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. Al 31 de marzo, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea.

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 28 de abril de 2015 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 30% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2014.

Los pagos de dividendos efectuados desde 2010 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos E.CL

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US$)	US$ por acción
4 de mayo, 2010	Final (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Final (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Final (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Final (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo,2014	Final (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept.2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665
27 de mayo, 2015	Final (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869

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, existe 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%.

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 8% de nuestros costos de operación. 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. El directorio de la compañía, en sus sesiones de fines de abril y septiembre de 2014 y marzo de 2015, aprobó nuevas estrategias de cobertura de la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja de este contrato. Asimismo, la compañía firmó contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo en contrato EPC con S.K. Engineering and Construction, el que considera flujos de pagos en monedas distintas al dólar durante 40 meses. De esta forma, la compañía evitará variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Tanto la compañía, como su filial, TEN, se encuentran estudiando la exposición al riesgo cambiario de la inversión y los flujos de caja del proyecto para determinar medidas de protección a este riesgo durante sus períodos de construcción y de operaciones.

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 2015, un 100% del total de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija.

Al 31 de Marzo de 2015
Vencimiento contractual
(En millones de US$)

	Tasa de interés promedio	2015	2016	2017	2018	2019 y más	TOTAL
Tasa Fija							
(US$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
Tasa variable							
(US$)	-	-	-	-	-	-	-
Total [(1)]		**6,4**	**15,5**	**16,6**	**17,6**	**750,0**	**750,0**

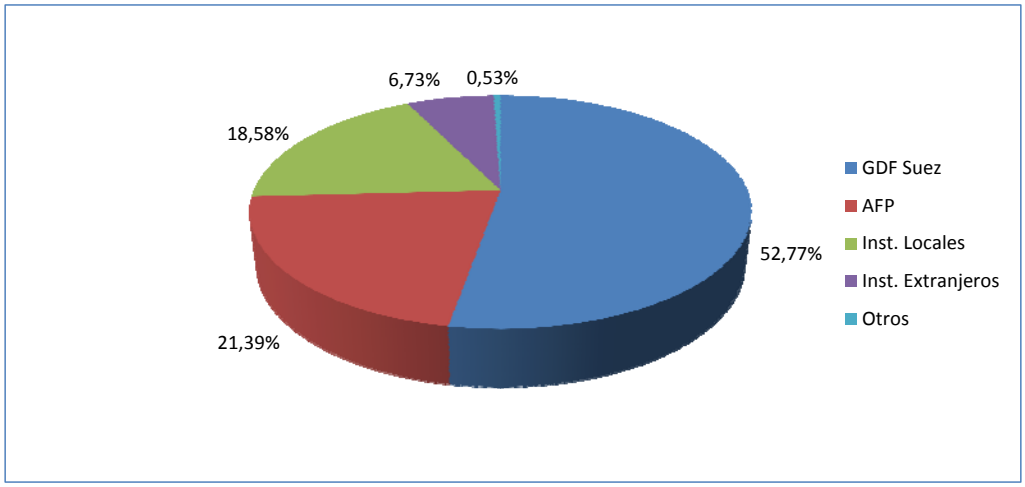
(1) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión.

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 2015

N° de accionistas: 1.922



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	2014					2015
	1T14	2T14	3T14	4T14	12M14	1T15
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.745	1.748	1.758	1.836	7.087	1.726
Ventas de energía a clientes regulados	451	447	457	457	1.812	463
Ventas de energía al mercado spot	75	19	83	34	211	149
Total ventas de energía……	**2.271**	**2.214**	**2.298**	**2.327**	**9.110**	**2.337**
Generación bruta por combustible						
Carbón……..	1.731	1.660	1.821	1.895	7.106	1.826
Gas……	381	440	398	419	1.638	404
Petróleo diesel y petróleo pesado…….	77	70	43	22	211	23
Hidro/ Solar……..	15	12	12	13	52	13
Total generación bruta…….	**2.204**	**2.183**	**2.273**	**2.348**	**9.008**	**2.267**
Menos Consumos propios…...……..	(177,9)	(199,7)	(169,9)	(179,6)	(727,2)	(167,5)
Total generación neta……	**2.026**	**1.983**	**2.103**	**2.169**	**8.280**	**2.099**
Compras de energía en el mercado spot	306	308	287	260	1.161	291
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	**2.332**	**2.291**	**2.390**	**2.429**	**9.442**	**2.390**

Estado de resultados trimestrales

(En millones de US$)

IFRS			
Ingresos de la operación	**1T14**	**4T14**	**1Q15**
Ventas a clientes regulados……	46,5	55,3	55,4
Ventas a clientes no regulados……	209,9	206,0	184,4
Ventas al mercado spot y ajustes……..	5,8	2,9	3,7
Total ingresos por venta de energía y potencia……	**262,1**	**264,3**	**243,4**
Ventas de gas..……..	10,9	14,6	18,5
Otros ingresos operacionales……	35,3	16,2	25,8
**Total ingresos operacionales…….. **	**308,4**	**295,0**	**287,6**
Costos de la operación			
Combustibles…….	(109,6)	(109,6)	(96,5)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes……	(37,0)	(33,8)	(30,2)
Depreciación y amortización en el costo de ventas…….	(32,6)	(34,2)	(31,4)
Otros costos directos de la operación	(71,7)	(76,1)	(69,5)
**Total costos directos de ventas…….. **	**(251,0)**	**(253,7)**	**(227,6)**
Gastos de administración y ventas…….	(10,6)	(15,5)	(11,4)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas…….	(0,4)	(0,6)	(0,6)
Otros ingresos de la operación……	0,6	2,6	0,1
**Total costos de la operación...……. **	**(261,4)**	**(267,2)**	**(239,5)**
**Ganancia operacional……. **	**47,0**	**27,8**	**48,1**
**EBITDA…….…….. **	**79,9**	**62,6**	**80,1**
Ingresos financieros…….	0,9	0,1	0,3
Gastos financieros…….	(11,4)	(19,6)	(10,9)
Diferencia de cambio……..	(0,1)	0,4	1,9
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	0,1	0,0
Total resultado no operacional	**(10,8)**	**(19,0)**	**(8,7)**
Ganancia antes de impuesto…….	36,2	8,7	39,5
Impuesto a las ganancias……..	(9,2)	(2,6)	(9,8)
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuadas después de impuesto….	**27,0**	**6,2**	**29,7**
**Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora….. **	**24,8**	**3,8**	**27,3**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras…	**2,2**	**2,4**	**2,5**
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO…	**24,8**	**3,8**	**27,3**
**Ganancia por acción…… **	**0,024**	**0,004**	**0,026**

Balance

(En millones de US$)

	2014 31-Dec-14	2015 31-Mar-15
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	268,9	261,3
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	126,6	130,5
Impuestos por recuperar	41,7	45,5
Otros activos corrientes	242,8	234,1
Total activos corrientes	**680,0**	**671,5**
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.881,7	1.958,4
Otros activos no corrientes	404,1	380,1
TOTAL ACTIVO	**2.965,8**	**3.010,0**
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	12,9	6,3
Otros pasivos corrientes	196,8	222,3
Total pasivos corrientes	**209,8**	**228,5**
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	723,7	725,7
Otros pasivos de largo plazo	251,5	252,7
Total pasivos no corrientes	**975,2**	**978,3**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.681,9	1.701,8
Participaciones no controladoras	98,9	101,4
Patrimonio	**1.780,8**	**1.803,1**
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	**2.965,8**	**3.010,0**

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

ANEXO 2

INDICADORES FINANCIEROS

	INDICADORES FINANCIEROS				
			Dec-14	**Mar-15**	**Var.**
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	3,24	2,94	***-9%***
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,38	2,25	***-6%***
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS$	470,22	442,98	***-6%***
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,67	0,67	***0%***
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	5,68	5,73	***1%***
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,40	2,39	***-1%***
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,53	1,53	***0%***
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,3%	1,6%	***-70%***
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	0,9%	***-70%***

*últimos 12 meses