

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ La Compañía presentó en el tercer trimestre de 2013 (3T13) una **pérdida de US\$10,1 millones** (vs. una utilidad de US\$4,5 millones el 3T12 y una ganancia de US\$41,7 millones el 2T13).

En términos acumulados, el resultado al 30 de septiembre de 2013 (Sep13) presenta una ganancia de US\$56,0 millones, en comparación a la pérdida de US\$6,3 millones de igual periodo del año anterior (Sep12).

■ El **EBITDA** del 3T13 alcanzó **US\$25,9 millones**, que se compara desfavorablemente tanto con el EBITDA de US\$117,3 millones del 3T12, como con el EBITDA de US\$130,4 millones del 2T13.

En términos acumulados, el EBITDA a Sep13 alcanzó US\$245,6 millones en comparación con los US\$170,0 millones a Sep12. El incremento en términos acumulados con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por la mayor generación a carbón de la central Santa María I y por un pago no recurrente a consecuencia del fallo favorable para Colbún en el arbitraje relacionado con la indemnización por lucro cesante del seguro en el siniestro de Dic07 en la central Nehuenco I.

■ El **resultado no operacional** presentó una **pérdida de US\$3,9 millones** (vs. una pérdida de US\$4,2 millones el 3T12 y una pérdida de US\$11,3 millones el 2T13).

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep13 presenta una pérdida de US\$44,7 millones vs. una pérdida de US\$19,1 millones a Sep12. Esta mayor pérdida se explica principalmente por una menor activación de gastos financieros productos del tratamiento contable de Santa María I como activo en operación a partir de Sep12, en conjunto con una menor utilidad por diferencia de cambio.

■ Los **impuestos** ascendieron a un **ingreso de US\$8,0 millones** (vs. un gasto de US\$74,5 millones el 3T12 y un gasto de US\$38,1 millones el 2T13). Cabe recordar que el 3T12 se vio afectado por el alza no recurrente de la tasa impositiva a la renta promulgada en la Ley de Reforma Tributaria, y su consecuente efecto en impuestos diferidos.

En términos acumulados, a Sep13 se registran gastos por impuestos a las ganancias de US\$24,9 millones, menor al gasto acumulado de US\$60,6 millones a Sep12 producto principalmente de la reforma mencionada anteriormente.

■ Las **ventas físicas a clientes bajo contratos** durante el 3T13 alcanzaron **3.343 GWh**, un 25% mayor a las ventas físicas bajo contrato de igual periodo del año anterior, explicado principalmente por el nuevo contrato de suministro de largo plazo con Codelco que comenzó en Mar13, y en menor medida, por un suministro adicional con este mismo cliente libre que comenzó en May13 y que estará vigente hasta Dic14. Este último contrato considera un suministro del orden de 80 GWh al mes y no presenta riesgo para la Compañía dado que está 100% indexado a costo marginal. Durante el trimestre Colbún realizó **compras netas en el mercado CDEC por 789 GWh**, en comparación a las ventas netas de 313 GWh el 3T12 y a las compras netas de 462 GWh el 2T13.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Sep13 alcanzaron 9.641 GWh, un 14% mayor que a Sep12, explicado principalmente por el crecimiento en ventas a clientes regulados y a los nuevos contratos mencionados anteriormente. Por su parte, las compras netas al mercado CDEC totalizaron 822 GWh a Sep13, en comparación a las ventas netas de 834 GWh a Sep12.

■ ■ La **generación hidráulica** del 3T13 disminuyó en un 20% respecto al 3T12 alcanzando **1.166 GWh**. Esta caída se explica principalmente por las desfavorables condiciones hidrológicas presentadas en el sistema que por cuarto año consecutivo exhibe una hidrología seca. Si bien durante el trimestre las precipitaciones fueron mayores a las del 3T12 en todas las cuencas de la Compañía, la generación hídrica disminuyó, reflejando el agotamiento que muestra el sistema ante consecutivas sequías.

En términos acumulados, la generación hidráulica a Sep13 alcanzó 3.411 GWh, un 16% menor a lo generado a Sep12.

■ ■ La **generación a carbón** durante el 3T13 fue de 646 GWh, un 15% superior en comparación a los 560 GWh del 3T12 (el año pasado la central Santa María I se encontraba en fase de pruebas durante parte del 3T). Comparado con el 2T13, la generación a carbón en el 3T13 estuvo muy similar.

En términos acumulados, la generación a carbón a Sep13 alcanzó 2.024 GWh, aumentando en un 79% respecto a Sep12.

■ ■ El **proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW)** continúa avanzando en las últimas fases, en conjunto con el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. Durante el trimestre se finalizó la construcción de la presa y se dio inicio al llenado del embalse. Paralelamente, se prosigue avanzando en el montaje hidromecánico y de las unidades de generación para comenzar paulatinamente con las pruebas de entrada en servicio y generación hacia fines de año. Una vez completado el proyecto, será la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

■ ■ Al cierre del 3T13 Colbún cuenta con una **liquidez** de **US\$208,0 millones**.

■ ■ Con posterioridad al cierre trimestral, en la primera semana de Octubre, Colbún **suscribió un crédito bancario internacional** por un monto de US\$250 millones y vencimiento *bullet* a 5 años. El destino de los fondos será el refinanciamiento de deuda de corto plazo, por lo que la operación no incrementará la deuda.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 3T13, 2T13 y 3T12 y los resultados acumulados a Sep13² y Sep12³.

Tabla 1: Estado de Resultados (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
sep-12	sep-13		3T12	2T13	3T13
1.008,2	1.346,4	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	315,5	518,4	461,1
556,4	557,6	Venta a Clientes Regulados	190,1	187,5	181,4
213,2	515,2	Venta a Clientes Libres	47,8	227,8	202,7
42,1	55,4	Ventas a otras Generadoras	8,4	0,0	0,1
114,3	145,8	Peajes	41,9	39,0	68,9
82,1	72,3	Otros Ingresos	27,3	64,0	7,9
(785,1)	(1.037,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(180,1)	(367,2)	(413,6)
(105,5)	(124,0)	Peajes	(37,3)	(36,4)	(46,6)
(58,9)	(361,4)	Compras de Energía y Potencia	(10,9)	(139,3)	(200,4)
(212,5)	(288,2)	Consumo de Gas	(52,0)	(80,5)	(67,9)
(351,8)	(128,0)	Consumo de Petróleo	(54,0)	(65,9)	(53,7)
(10,3)	(79,7)	Consumo de Carbón	(10,3)	(25,7)	(26,3)
(46,0)	(56,1)	Trabajos y Suministros de Terceros	(15,5)	(19,5)	(18,6)
223,1	309,0	MARGEN BRUTO	135,4	151,1	47,5
(37,5)	(46,2)	Gastos por Beneficios a Empleados	(13,0)	(15,4)	(15,9)
(15,6)	(17,2)	Otros Gastos, por Naturaleza	(5,1)	(5,3)	(5,7)
(96,6)	(119,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(34,2)	(39,4)	(40,1)
73,5	125,7	RESULTADO DE OPERACIÓN ¹	83,1	91,0	(14,2)
170,0	245,6	EBITDA	117,3	130,4	25,9
3,8	3,8	Ingresos Financieros	1,6	1,4	0,8
(17,3)	(38,0)	Gastos Financieros	(8,7)	(12,1)	(10,7)
2,5	3,0	Resultados por Unidades de Reajuste	(0,1)	0,2	2,2
12,5	2,3	Diferencias de Cambio	3,7	7,1	(1,9)
5,0	4,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,0	0,9	1,1
(25,6)	(20,0)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(2,6)	(8,7)	4,6
(19,1)	(44,7)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(4,2)	(11,3)	(3,9)
54,4	81,0	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	78,9	79,8	(18,1)
(60,6)	(24,9)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(74,5)	(38,1)	8,0
(6,3)	56,0	GANANCIA (PÉRDIDA)	4,5	41,7	(10,1)

¹ El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado, difiere de la línea "Ganancia (pérdida) de actividades operacionales" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la SVS en Mar12, con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbún son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

² A Sep13 se reclasificaron US\$ 7,2 millones desde "Otras ganancias perdidas" a "Otros ingresos" por concepto de venta de bono de carbono.

³ Sep-12 presenta un leve ajuste positivo al EBITDA producto de 1) cambio de política de reconocimiento y valoración de las ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a los empleados. Para mayor información, referirse a la Nota 23.g. de los Estados Financieros. 2) reclasificación de US\$ 1,0 millones desde "Otras ganancias perdidas" a "Otros ingresos" por concepto de venta de bono de carbono.

2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

El **EBITDA del 3T13 ascendió a US\$25,9 millones**, cifra inferior a los US\$117,3 millones del 3T12, y a los US\$130,4 millones del 2T13. La disminución del EBITDA con respecto a igual trimestre del año anterior se explica principalmente por la menor generación hidroeléctrica que fue en parte compensada con mayor generación a carbón y gas. Adicionalmente, la disminución tanto con respecto al 3T12 como al 2T13 se debió a mayores compras en el mercado spot producto de un mayor nivel de contratación. La mayor contratación es resultado del inicio en Mar13 de un nuevo contrato de largo plazo con Codelco, el cual estipula un suministro de hasta 2.500 GWh/año y por un suministro adicional acordado durante el 2T13 con el mismo cliente del orden de 80 GWh/mes hasta Dic14, cuyo precio está 100% indexado a costo marginal y por lo tanto no expone a Colbún a riesgo de precio. Cabe recordar que el 2T13 registra un ingreso no recurrente de US\$63,9 millones, a consecuencia del fallo favorable para Colbún en el arbitraje relacionado con la indemnización por lucro cesante del seguro en el siniestro de Dic07 en la central Nehuenco I. En términos acumulados, el EBITDA a Sep13 ascendió a US\$245,6 millones, que se compara positivamente con los US\$170,0 millones a Sep12, principalmente dado por el pago de seguro mencionado anteriormente.

Los **ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato** del 3T13 ascendieron a **US\$384,1 millones**, un aumento de 61% respecto a igual trimestre del año anterior. Este aumento se explica por mayores ventas físicas a clientes libres mencionadas anteriormente y en menor medida, producto del aumento del precio monómico promedio en esta categoría de clientes, dada las condiciones estipuladas en los nuevos contratos.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Sep13 ascendieron a US\$1.073 millones, un 39% superior a los US\$769,6 millones a Sep12, explicado por los mismos efectos ya mencionados.

Los **costos de materias primas y consumibles** utilizados durante el 3T13 ascendieron a **US\$413,6 millones**, más del doble de lo registrado durante el 3T12, debido principalmente a mayores compras en el mercado CDEC y a un mix de generación menos eficiente producto de la menor generación hidroeléctrica. Cabe mencionar que el incremento en compras en el mercado CDEC es en parte compensado por las condiciones comerciales estipuladas en algunos contratos de suministro de energía vigentes durante el periodo.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles alcanzaron los US\$1.037 millones a Sep13, lo que representa un aumento de un 32% respecto al 2T13 dado por los efectos explicados anteriormente. Cabe destacar que durante el periodo Ene-Sep12 los costos de consumo de carbón de Santa María I no se registraban en esta línea, pues se descontaban directamente de las inyecciones valorizadas de la central, registrándose en la línea de "Otros Ingresos" de acuerdo al tratamiento contable de un activo que genera ingresos durante el periodo de puesta en marcha.

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T13, 2T13 y 3T12 y acumulado a Sep13 y Sep12.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
sep-12	sep-13		3T12	2T13	3T13
8.443	9.641	Total Ventas Físicas (GWh)	2.667	3.216	3.343
5.191	5.516	Clientes Regulados	1.753	1.853	1.872
2.339	3.613	Clientes Libres	594	1.363	1.471
913	511	Ventas CDEC	320	0	-
1.506	1.756	Potencia (MW)	1.517	1.806	1.898

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
sep-12	sep-13		3T12	2T13	3T13
8.559	8.428	Total Generación (GWh)	2.755	2.802	2.571
4.066	3.411	Hidráulica	1.450	1.193	1.166
1.495	2.455	Térmica Gas	415	713	499
1.866	538	Térmica Diesel	331	250	260
1.132	2.024	Térmica Carbón	560	646	646
79	1.333	Compras CDEC	7,2	462	789

Mix de Generación

El año hidrológico 2013-14 ha estado marcado por condiciones hidrológicas que continúan siendo desfavorables y extremadamente secas en las zonas norte y centro-sur del país, mostrando leves precipitaciones respecto a un año normal. Sólo las zonas sur y austral muestran pequeños superávits respecto a un año normal. Cabe destacar que a pesar que las precipitaciones durante el trimestre fueron mayores a las del 3T12 en todas las cuencas de la Compañía, **la generación hidroeléctrica disminuyó en un 20% reflejando el agotamiento que muestra el sistema ante consecutivas sequías.** También al comparar la generación hidroeléctrica con el 2T13, ésta disminuye levemente explicado por un menor despacho de las centrales de embalse durante el periodo producto del programa de operaciones del CDEC. **Esta escasez hídrica fue suplida por generación térmica eficiente con carbón, en conjunto con gas natural,** lo que sumado a la mayor capacidad térmica a carbón presente a nivel de sistema, ayudaron a reducir la generación térmica en base a diesel respecto a igual periodo del año pasado, pero no alcanzando a acotar del todo los costos marginales. Como referencia, el costo marginal promedio durante el 3T13 fue de \$181,4 USD/MWh, un 15% mayor que el mismo periodo del año pasado. Cabe señalar, que a partir del mes de Sep13 los costos marginales han presentado una caída considerable, dada por mayores recursos hídricos producto del inicio de los deshielos.

Por su parte, la generación a **carbón aumentó un 15% respecto al 3T12**, periodo en que la central Santa María I se encontró parte del trimestre en fase de puesta en marcha y se mantuvo en línea respecto al 2T13. La generación con **diesel disminuyó en un 22% con respecto al 3T12** y aumentó en un 4% con respecto al 2T13. A su vez, la generación térmica con **gas natural aumentó un 20% respecto al 3T12** y cayó en 30% comparado al 2T13, explicado por la disponibilidad y acceso a este combustible durante el periodo.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica a Sep13 disminuyó en un 16% respecto a Sep12, mientras que la generación térmica con carbón aumentó en un 79%. Por su parte, la generación térmica con diesel disminuyó un 71% (en parte producto de mayor a generación a carbón en el sistema), mientras que el gas natural aumentó en un 64%. Del total de generación

térmica a Sep13, la mitad corresponde a generación con gas natural, un 40% a generación con carbón y el restante a generación con diesel.

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 3T13, ascendieron a US\$461,1 millones**, aumentando un 46% y disminuyendo en un 11% respecto al 3T12 y al 2T13, respectivamente.

En términos acumulados, a Sep13 ascienden a US\$1.346 millones, un 34% mayor a los obtenidos en igual periodo del año anterior. Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

Clientes Regulados: Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$181,4 millones el 3T13, menores en un 5% y 3% con respecto al 3T12 y al 2T13. Esta disminuciones se deben a un menor precio monómico promedio, en parte compensado por mayores ventas físicas, explicadas por el crecimiento de la demanda observado en el sistema en general.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep13 alcanzaron US\$557,6 millones en línea al acumulado del año anterior, pero con efectos similares a los recién explicados.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$202,7 millones el 3T13, aumentando en más del doble con respecto al 3T12 y disminuyendo un 11% respecto al 2T13. El incremento respecto al 3T12 se explica por un mayor volumen de ventas físicas producto de los nuevos contratos con Codelco iniciados en Mar13 y May13, y por un mayor precio monómico promedio dada las condiciones estipuladas en los nuevos contratos. Por su parte la disminución respecto al 2T13, es producto de un **menor precio monómico promedio dado por un cambio en la estructura de indexación de precios de cierto contrato**, parcialmente parte compensado por un mayor volumen de ventas físicas.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep13 alcanzaron US\$515,2 millones, superando en más del doble al mismo periodo del año anterior, debido a un mayor nivel de contratación y a los precios estipulados en los nuevos contratos.

Mercado CDEC: Durante el 3T13 no se registran ventas al mercado CDEC, pero existe un ingreso de US\$0,1 millones por concepto de reliquidaciones de transferencia de energía de May13 (vs. 320 GWh equivalentes a US\$8,4 millones en 3T12 y al 2T13 que no registra ventas).

En términos acumulados, a Sep13 las ventas físicas al mercado CDEC ascendieron a 511 GWh (US\$55,4 millones), en comparación a 913 GWh durante mismo periodo del año anterior (US\$42,1 millones). Cabe mencionar que este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC.

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$68,9 millones el 3T13, un 65% y un 77% mayor que el 3T12 y el 2T13 respectivamente, producto de mayores reliquidaciones de ingresos tarifarios debido a desacoples que se pudieron observar en el sistema en los meses de Jul13 y Ago13, que son luego reliquidados con un mes de desfase.

En términos acumulados, a Sep13 estos ingresos alcanzaron US\$145,8 millones, mayores en 28% con respecto al mismo periodo del año anterior, dado principalmente por el efecto mencionado anteriormente y, en menor medida, por un mayor cargo en el sistema de sub-transmisión.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$7,9 millones el 3T13, en comparación a US\$27,3 millones el 3T12 y a US\$64,0 millones el 2T13. La disminución se explica principalmente porque el 2T13 registra un cargo no recurrente de US\$63,9 millones por el fallo favorable para Colbún en el arbitraje por la liquidación de seguro por el incendio ocurrido en Nehuenco I en Dic07. Además, cabe recordar que el valor del 3T12 se explica por el tratamiento contable (NIC16 y NIC18) que tenía la central Santa María I en su periodo de puesta en marcha, donde el margen resultante entre las inyecciones valorizadas acumuladas a la fecha y los costos de producción acumulados se registraba en esta línea. A partir de Sep12, mes en que la central pasó contablemente a ser tratada como una planta en operación, el estado de resultados por naturaleza

refleja la operación de Santa María I reconociendo el 100% de sus inyecciones en el balance CDEC y el consumo de carbón en los costos de materias primas.

En términos acumulados, a Sep13 los otros ingresos ordinarios ascendieron a US\$72,3 millones, en comparación a US\$82,1 millones a Sep12, debido a los efectos explicados anteriormente.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 3T13 fueron de US\$413,6 millones**, aumentando en más del doble con respecto a los del 3T12, y en un 13% con respecto al 2T13.

En términos acumulados a Sep13, alcanzaron US\$1.037 millones, un 32% mayor a los registrados a Sep12.

Costos de peajes: en el 3T13 alcanzan a US\$46,6 millones, un aumento de 25% y 28% en relación al 3T12 y al 2T13 respectivamente. El aumento respecto al 3T12 se debe a mayores costos de peajes en el sistema troncal y adicional. El incremento en relación al 2T13 es producto principalmente de mayores cargos del sistema troncal y en menor medida, por mayores costos de peajes en el sistema de sub-transmisión y adicional.

En términos acumulados, los costos de peajes a Sep13 fueron de US\$124,0 millones, en comparación a los US\$105,5 millones a Sep12. La diferencia a nivel acumulado se explica principalmente por mayores costos de líneas troncales durante el período.

Mercado CDEC: Durante el 3T13 se realizaron compras físicas de energía en el mercado spot por 789 GWh (US\$200,4 millones), un aumento considerable en comparación a los 7 GWh (US\$10,9 millones) del 3T12 y a los 462GWh (US\$139,3 millones) del 2T13. Las mayores compras en este mercado durante en 3T13 se compensan en parte por las condiciones comerciales estipuladas en algunos contratos de suministro de energía vigentes durante el periodo.

En términos acumulados, las compras de energía a Sep13 ascienden a 1.333 GWh (US\$361,4 millones) vs. 79 GWh (US\$58,9 millones) a Sep12. Como referencia, el costo marginal promedio del sistema (medido en Alto Jahuel) durante el periodo Enero-Septiembre 2013 fue de US\$180/MWh, menor respecto a los US\$197/MWh durante el mismo periodo del año 2012. Cabe destacar que los montos valorizados en US\$ incluyen el desembolso por potencia.

Costos de combustibles: durante el 3T13 alcanzaron los US\$147,9 millones, mayores en un 27% con respecto al 3T12 y menores que el trimestre anterior en 14%.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Sep13 ascendieron a US\$496,0 millones, disminuyendo un 14% respecto a Sep12. La diferencia con respecto al mismo periodo del año anterior se debe a una evolución favorable en la estructura de generación, producto de que la generación con diesel fue en gran parte desplazada por mayor generación térmica eficiente con carbón y gas natural en condiciones más competitivas que el año anterior.

Costos por trabajos y suministros de terceros: el 3T13 alcanzaron US\$18,6 millones, en comparación con los US\$15,5 millones del 3T12 y a los US\$19,5 millones del 2T13.

En términos acumulados, los costos por trabajos y suministros de terceros a Sep13 ascendieron a US\$56,1 millones desde US\$46,0 millones a Sep12. Este aumento obedece a la entrada en operación de la central Santa María I.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El **Resultado fuera de Operación del 3T13 registró pérdidas por US\$3,9 millones**, levemente menores a las pérdidas de US\$4,2 millones del 3T12 y menores comparado a las pérdidas de US\$11,3 millones del 2T13.

En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Sep13 registró pérdidas por US\$44,7 millones, que se compara negativamente con las pérdidas de US\$19,1 millones a Sep12. Los principales componentes de este resultado son:

Ingresos Financieros: los ingresos financieros durante el 3T13 alcanzaron US\$0,8 millones, menores en comparación a los US\$1,6 millones del 3T12 y a los US\$1,4 millones del 2T13.

En términos acumulados, los ingresos financieros a Sep13 alcanzaron US\$3,8 millones, en línea a Sep12.

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 3T13 fueron de US\$10,7 millones, mayores a los US\$8,7 millones registrados el 3T12 y menores a los US\$12,1 millones del 2T13. La disminución respecto al 2T13 se debe principalmente al vencimiento de un bono local el trimestre anterior; y el alza respecto al 3T12 se debe a un aumento de la deuda "revolving" de corto plazo.

En términos acumulados, los gastos financieros a Sep13 alcanzaron US\$38,0 millones vs. US\$17,3 millones a Sep12. La variación incremental se debe principalmente a una menor activación de gastos financieros producto del tratamiento contable de Santa María I como activo en operación a partir de Sep12.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio generada durante el 3T13 registró una pérdida de US\$1,9 millones, en comparación a la ganancia de US\$3,7 millones registrada el 3T12 y a la ganancia de US\$7,1 millones el 2T13.

En términos acumulados, esta línea registró a Sep13 un ingreso de US\$2,3 millones, una disminución respecto a la utilidad de US\$12,5 millones a Sep12. Este resultado es debido a una depreciación de 5,1% del tipo de cambio CLP/USD durante el periodo Enero-Septiembre 2013, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de pasivos sobre activos en moneda local.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 3T13 se registró en esta línea una ganancia de US\$4,6 millones, la cual contiene un anticipo parcial de US\$14,0 millones pagado por el seguro que cubre los daños de la central térmica Nehuenco II (398 MW) ante la falla registrada en Mar13. Por otro lado durante el trimestre se reclasificaron los ingresos por venta de bonos de carbono (US\$7,2 millones), los cuales se registraban en esta partida y desde Sep13 se registran en la línea de "Otros Ingresos", lo cual significa un cargo en esta línea. La ganancia del 3T13 se compara con la pérdida de US\$2,6 millones del 3T12 y con la pérdida de US\$8,7 millones del 2T13. Cabe recordar que el 2T13 registra un cargo no recurrente de US\$8,6 millones, por concepto de deterioro de activos producto de la falla en la turbina de la central térmica Los Pinos (100MW).

En términos acumulados, esta línea registró a Sep13 una pérdida de US\$20,0 millones, menor a la pérdida de US\$25,6 millones a Sep12. Ambos periodos registran efectos no recurrentes; Sep12 consideraba el pago realizado a GasAndes y otro pago transaccional, mientras Sep13 considera dos cargos de deterioros de activos, compensados en parte por el pago indemnizatorio anticipado recién mencionado.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: presenta un gasto a Sep13 de US\$24,9 millones, producto principalmente de la depreciación en términos reales del tipo de cambio. Este factor influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2012 y al 30 de septiembre de 2013.

Tabla 3: Principales Partidas del Balance (US\$ millones)

	dic-12	sep-13
Activos corrientes	788,6	691,5
Efectivo y equivalentes al efectivo	217,7	208,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	184,8	146,5
<i>Ventas normales</i>	121,7	140,5
<i>Deudores varios</i>	63,1	6,0
Activos por impuestos corrientes	258,2	231,0
Otros activos corrientes	127,9	106,1
Activos no corrientes	5.214,8	5.352,4
Propiedades, planta y equipo, neto	4.904,2	5.014,1
Otros activos no corrientes	310,6	338,4
TOTAL ACTIVOS	6.003,4	6.044,0
Pasivos corrientes	550,8	547,8
Pasivos no corrientes	1.939,8	1.924,1
Patrimonio neto	3.512,8	3.572,0
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.003,4	6.044,0

Efectivos y Equivalentes al efectivo: el rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$208,0 millones, una disminución respecto al cierre de año 2012 debido principalmente a desembolsos de los proyectos de inversión que actualmente lleva a cabo la Compañía (principalmente el Proyecto Angostura) y por pagos de amortizaciones de deuda.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: el rubro "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" alcanzó US\$146,5 millones, un 21% inferior a Dic12 explicado principalmente por la disminución de la cuenta "Deudores varios" dado por el ingreso durante el 1T13 del pago indemnizatorio de seguro reconocido en Dic12. El pago realizado totalizó US\$56 millones, que incluye los conceptos de daño físico y atrasos de la central Santa María I producto del terremoto de Feb10. Dicha disminución en "Deudores varios" es en parte compensada con un aumento de la partida "Ventas normales" producto de mayores ventas físicas. Cabe señalar que hemos reclasificado para efectos comparativos, US\$17,9 millones de "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" a "Otros activos corriente" en los estados financieros al 31.12.2012 por concepto de anticipo a proveedores.

Activos por Impuestos Corrientes: los activos por impuestos corrientes registran un saldo de US\$231,0 millones al cierre de Sep13, una disminución de US\$27,3 millones respecto al cierre del año 2012, lo cual se debe principalmente a reembolsos solicitados bajo el artículo 27 Bis del DL825, donde parte del IVA crédito que se ha estado acumulando producto de los desembolsos de proyectos que la Compañía se encuentra realizando son recuperados en forma anticipada y debido a recuperación de créditos fiscales remanentes, en parte compensados por un aumento de los impuestos por recuperar producto del impuesto específico al petróleo diesel.

Propiedades, Planta y Equipo, neto: registró un saldo de US\$5.014 millones al cierre de Sep13, un aumento de US\$109,9 millones con respecto a Dic12, explicado principalmente por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía (principalmente el Proyecto Angostura), efecto que es parcialmente compensado por la depreciación del periodo.

Pasivos Corrientes: los pasivos corrientes en operación alcanzaron US\$547,8 millones, una leve disminución de US\$3,0 millones en comparación al cierre de Dic12. Esta variación se explica principalmente por el pago de la última amortización de un bono local denominado en UF, por la disminución de las provisiones y el pago de los impuestos a la renta, efectos que son casi compensados por el aumento de la deuda "revolving" y por mayores cuentas por pagar comerciales.

Pasivos No Corrientes: los pasivos no corrientes en operación totalizaron US\$1.924 millones al cierre de Sep13, una disminución de US\$15,7 millones en comparación a Dic12. Esta variación se debe principalmente al traspaso desde la porción de largo plazo a la porción de corto plazo de deuda, en parte compensados por un aumento de los impuestos diferidos asociados a los activos fijos.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.572 millones, un leve incremento de 1,7% durante el periodo Enero-Septiembre 2013 producto principalmente de las ganancias del período.

4. INDICADORES

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ciertos índices financieros. Los indicadores financieros de balance son calculados a la fecha que se indica y los del estado de resultados consideran el resultado acumulado a la fecha indicada.

Tabla 4: Índices Financieros

Indicador	sep-12	dic-12	sep-13
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	1,83	1,43	1,26
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	1,71	1,35	1,14
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,71	0,71	0,69
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	17,46%	22,11%	22,16%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	82,54%	77,89%	77,84%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,11	4,49	2,27
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	(0,20%)	1,41%	0,69%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	(0,12%)	0,85%	0,41%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	1,52%	3,16%	0,99%

- Patrimonio promedio: Patrimonio trimestre actual más el patrimonio un año atrás, dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo trimestre actual más el total de activo un año atrás, dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo trimestre actual más el total de Propiedad, planta y equipo un año atrás, dividido por dos.

5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad se puede ver en la siguiente tabla:

Tabla 5: Resumen del Flujo Efectivo (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
sep-12	sep-13		3T12	2T13	3T13
295,8	217,7	Efectivo Equivalente Inicial	255,8	237,6	223,0
201,1	336,4	Flujo Efectivo de la Operación	187,2	152,3	28,6
140,9	(80,0)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(42,7)	(71,5)	29,2
(366,8)	(265,1)	Flujo Efectivo de Inversión	(123,0)	(92,8)	(72,3)
(24,9)	(8,7)	Flujo Neto del Periodo	21,5	(12,0)	(14,5)
10,2	(1,1)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	3,8	(2,5)	(0,5)
281,1	208,0	Efectivo Equivalente Final	281,1	223,0	208,0

Durante el 3T13, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$14,5 millones**. En términos acumulados, presenta a Sep13 un flujo negativo de US\$8,7 millones, el cual se compara favorablemente respecto a igual periodo del año anterior.

Actividades de la operación: durante el 3T13 generaron un flujo neto positivo de US\$28,6 millones, menor respecto con el flujo neto de US\$152,3 millones del 2T13.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Sep13 de US\$336,4 millones, comparado al flujo neto acumulado a Sep12 de US\$201,1 millones. Este mayor flujo se explica principalmente por el ingreso del pago indemnizatorio de seguro reconocido en Dic12 asociado a la central Santa María I (porción correspondiente a la pérdida de margen por atrasos de la central) recibido el 1T13 y al pago del seguro producto del siniestro de la central Nehuenco I en Dic07 recibido el 2T13.

Cabe destacar que se reclasificaron los intereses pagados desde el "Flujo de efectivo de la operación" al "Flujo de efectivo de financiamiento".

Actividades de financiamiento: generaron un flujo neto positivo de US\$29,2 millones durante el 3T13 explicado por un aumento en el nivel de deuda "revolving", compensado en parte por pagos de intereses. En términos acumulados a Sep13 se registra un flujo neto negativo de US\$80,0 millones. Este se explica principalmente por la amortización de un crédito local en pesos, por la amortización y vencimiento de un bono en UF y por los dividendos e intereses pagados durante el periodo, en parte compensado por el aumento de la deuda "revolving".

Actividades de inversión: generaron un flujo neto negativo de US\$72,3 millones durante el 3T13, menores al 2T13, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, mayoritariamente asociados al Proyecto Angostura y a las reparaciones de las centrales Nehuenco II y Los Pinos durante el periodo, además del aporte de capital a la empresa coligada Hidroaysén.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$265,1 millones a Sep13. Este se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, planta y equipo por US\$257,0 millones y por aportes (US\$9,9 millones) entregados a la coligada Hidroaysén.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.962 MW, conformada por 1.689 MW en unidades térmicas y 1.273 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 20% del mercado en términos de capacidad instalada.

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y confiable con un volumen que le permita maximizar la rentabilidad a largo plazo de su base de activos, acotando la volatilidad de sus resultados. Estos presentan una variabilidad estructural por cuanto dependen de condiciones exógenas como la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas y carbón). En años secos el déficit de generación hidráulica se suple aumentando la producción de unidades térmicas con gas o petróleo diesel, lo que complementa la generación a carbón eficiente. Eventualmente la Compañía puede recurrir a compras de energía en el mercado spot a costos marginales marcados generalmente por generación con petróleo diesel si su capacidad propia le es insuficiente.

6.1 Perspectiva de mediano plazo

El año hidrológico ha estado marcado por condiciones hídricas que continúan siendo desfavorables y extremadamente secas en las zonas norte y centro-sur del país. Sólo en las zonas sur y austral las condiciones se revierten mostrando incluso superávits respecto a un año normal. Cabe destacar, que pese a que durante el trimestre las precipitaciones fueron mayores a las del 3T12 en todas las cuencas de la Compañía, la generación hidroeléctrica disminuyó en un 20%, principalmente explicado por niveles de embalses bajos al inicio del periodo los cuales debieron ser elevados para alcanzar la cota de riego, y por napas subterráneas afectadas por un cuarto año seco consecutivo.

Los resultados operacionales de la Compañía en lo que va del año hasta Sep13 presentan una mejora con respecto al mismo periodo de los años 2011 y 2012. A pesar de persistir una condición hidrológica extremadamente seca, la mejora con respecto a los años anteriores se explica principalmente por el aporte de nuestra central a carbón Santa María I y por el acceso a gas natural en condiciones más competitivas que reemplazaron generación en base a diesel. Con respecto al acceso a gas que se tuvo durante el trimestre, cabe destacar que la Compañía se encuentra permanentemente perfeccionando acuerdos de compras de gas natural tanto con ENAP como con Metrogas, dependiendo de las condiciones hidrológicas.

Pese a lo anterior, este trimestre se mostró particularmente débil explicado en gran parte por la escasez hídrica ya mencionada. Sin embargo, a partir del mes de Sep13 las condiciones hidrológicas mostraron señales de mejorías y los costos marginales han presentado una caída considerable, dada por mayores recursos hídricos producto del inicio de los deshielos los cuales pudieron ser transmitidos a la zona central, debido al incremento en el mes de Sep13 de la capacidad de transmisión entre la zona sur y centro. A modo de referencia el costo marginal promedio del año fue de US\$180/MWh, un 9% y 17% menor que el mismo periodo de 2012 y 2011 respectivamente. Y el costo marginal promedio del mes de Sep13 fue de US\$93/MWh, un 44% y 42% menor que el mismo periodo de 2012 y 2011 respectivamente.

Respecto a la política comercial de la Compañía, ésta procura un nivel de contratación que se adecúe a su capacidad de generación competitiva, esto es, la capacidad de generación hidráulica disponible en condiciones medias a secas, más la capacidad de generación térmica competitiva con carbón. Ello, se complementa con precios de suministro que se ajustan a la estructura de costos de la Compañía y con mecanismos de mitigación de riesgos de precios en periodos de transición (entrada de nuevos contratos/construcción de nuevos proyectos). Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías extremadamente secas, la experiencia acumulada, muestra una reducción de dichos efectos. Con todo, la política comercial no

tiene como único propósito disminuir la exposición a hidrologías secas, sino que también busca generar un perfil de márgenes comerciales en periodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción.

Con respecto a los años anteriores, la Compañía se encuentra en una posición más balanceada entre compromisos comerciales y su capacidad de producción propia competitiva, considerando incluso una situación hidrológica adversa. A partir de Mar13 entró en vigencia un nuevo contrato de largo plazo de suministro con Codelco. Este estipula un suministro de hasta 2.500 GWh/año. Adicionalmente, durante el 2T13 se acordó un suministro adicional de mediano plazo con este mismo cliente libre, el cual estará vigente hasta Dic14. Este último considera un suministro del orden de 80 GWh al mes y no presenta riesgo para la Compañía, dado que los costos asociados a este suministro son traspasados al cliente.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por; los deshielos, los cuales pese a que los pronósticos entregados por la Dirección General de Aguas se ven levemente mejores que lo que fue el año 2012, aún siguen mostrándose débiles; por la operación de Santa María I luego de tener su mantención mayor correspondiente en octubre; por el inicio de las fases de prueba del proyecto Angostura; y finalmente un factor que entregará mayor estabilidad, es la disponibilidad de gas natural. Respecto esto último, la Compañía cuenta con dos acuerdos de suministro de gas natural. El primer acuerdo es uno de mediano plazo con Metrogas S.A., el cual contempla el suministro para una unidad del Complejo Nehuenco para el periodo entre enero a abril, de los años 2013 (ya utilizado), 2014 y 2015. El segundo acuerdo, alcanzado recientemente con Enap Refinerías S.A., contempla el suministro para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre octubre 2013 y marzo 2014.

En relación a la avería de la central térmica de Ciclo Combinado Nehuenco II (398 MW) producida en Mar13, la cual ya fue reparada, el proceso de liquidación se encuentra en curso. Además, cabe señalar que durante el trimestre se recibió un anticipo de US\$14,0 millones de parte del seguro por los daños físicos.

Respecto a la central térmica Los Pinos (100 MW), ésta se encuentra operativa desde el 6 de septiembre tras haber presentado una nueva falla la cual está cubierta por garantía de General Electric. Cabe destacar que la Compañía cuenta con seguros para sus centrales que cubren tanto el daño físico como la pérdida de beneficio, con deducibles estándares. Actualmente los procesos de liquidación producto de la primera falla continúan en curso.

En un horizonte de más largo plazo, los resultados de la Compañía estarán determinados principalmente por la entrada en operación del proyecto Angostura y por un rebalanceo de la cartera de contratos con el vencimiento de los últimos contratos comerciales suscritos a principios de los 2000, y su reemplazo por nuevos contratos comerciales con clientes libres (como el de Codelco ya mencionado).

6.2 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene en ejecución un plan de desarrollo consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva diversificando sus fuentes de generación.

A continuación se explica el status de los proyectos que se encuentra desarrollando la Compañía:

Proyectos Concluidos

- **Proyecto Interconexión Colbún-Ancoa:** el 11 de mayo de 2013 se puso en servicio este proyecto que permite que las líneas Colbún - Alto Jahuel y Ancoa - Alto Jahuel, que hasta ahora funcionaban en forma separada, comiencen a ser operadas de manera conjunta, lo que implica importantes sinergias para el sistema y aumenta la energía que puede ser transportada a la zona central, donde están los mayores consumos de electricidad del país. La instalación –que se demoró 14 meses en su construcción - es una de las obras de aumento de capacidad de transmisión más eficientes que se hayan llevado a cabo en el sistema en los últimos años, teniendo en cuenta que requirió de una inversión de sólo US\$4,9 millones para adicionar en la zona central el equivalente a una central eficiente de 350 MW.

Proyectos en Construcción

- **Proyecto Angostura (316 MW):** este proyecto hidroeléctrico aprovechará los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente, continúa avanzando en las últimas fases del proyecto, en conjunto con el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. Durante el trimestre se finalizó la construcción de la presa y se dio inicio al llenado del embalse. Paralelamente se prosigue avanzando en el montaje hidromecánico y de las unidades de generación para comenzar paulatinamente con las pruebas de entrada en servicio y generación hacia fines de año. Una vez completado el proyecto, será la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

Proyectos en Desarrollo

- **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW):** continúa la consolidación de los resultados de la campaña de prospecciones y estudios de terreno realizado en 2011-2012. También continúan algunos estudios y monitoreos adicionales para definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles. Dada la información recabada a la fecha se estima que esta etapa se prolongará durante todo este año. El cronograma de la construcción del proyecto se podrá determinar una vez finalizada esta etapa.

- **Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW):** este proyecto, ubicado en la comuna de San Clemente, aprovechará energéticamente las aguas del río Maule. El proyecto, que califica como central mini-hidro ERNC, obtuvo su Resolución de Calificación Ambiental en Noviembre de 2011 y en Mayo de 2013, recibió su aprobación la DIA de optimización que había sido ingresada en Diciembre 2012. A la fecha se encuentra en fase de evaluación de las ofertas recibidas por las licitaciones de construcción de las obras civiles y equipos hidromecánicos iniciada este año.

- **Proyecto térmico a carbón Santa María II (342 MW):** Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la primera unidad en operación. Actualmente se estudian las eventuales modificaciones requeridas por la nueva norma de emisiones promulgada en 2011. Asimismo se están analizando las dimensiones técnicas, medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su desarrollo.

- **Terminal flotante de regasificación de GNL (FSRU-floating storage regasification unit):** la Compañía se encuentra desarrollando los estudios de factibilidad técnica, ambiental y económica de un proyecto de regasificación de GNL para así poder acceder a los mercados internacionales de gas natural y disponer de este combustible en condiciones flexibles y competitivas para la operación de las centrales de ciclo combinado de la Compañía.

- **Hidroaysén:** Colbún en conjunto con Endesa-Chile a través de la sociedad Hidroaysén S.A. participan en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de

Aysén. Estas plantas hidroeléctricas contarían con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías. A pesar que el Proyecto Hidroaysén recibió la aprobación ambiental para construir cinco centrales hidroeléctricas en Mayo 2011, y que fue confirmada tanto por la Corte de Apelaciones de Puerto Montt como por la Corte Suprema, ésta aún no se encuentra a firme por existir reclamaciones pendientes desde hace más de 2 años ante el Consejo de Ministros tanto del titular del proyecto como de opositores a él. Si bien Hidroaysén se encontraba en el proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de la ingeniería y de difusión del proyecto de transmisión, con fecha 30 de Mayo de 2012 el Directorio de Colbún decidió recomendar en las instancias correspondientes de Hidroaysén S.A. la suspensión indefinida del ingreso del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de transmisión en vista a que mientras no exista una política nacional que cuente con amplio consenso y otorgue los lineamientos de la matriz energética que el país requiere, Colbún estima que no están dadas las condiciones para desarrollar proyectos energéticos de esta magnitud y complejidad. A la fecha los aportes de recursos a este proyecto por parte de Colbún alcanzan a US\$134,2 millones.

6.3 Política Medioambiental y desarrollo con la comunidad

En el desarrollo de sus proyectos Colbún ha puesto énfasis en la integración con sus comunidades vecinas. En este sentido se trabaja fuertemente con grupos de interés, organizaciones funcionales y autoridades locales con el fin de comprender sus dinámicas sociales y ser capaces de desarrollar proyectos que se orienten a las necesidades reales y generen valor compartido con las comunidades.

En términos medioambientales Colbún ha buscado acercarse cada vez más a una generación eléctrica con altos índices de "eco-eficiencia", considerando en el diseño de sus proyectos criterios de eficiencia ambiental, además de los técnicos y económicos. El foco del desarrollo de la empresa está en las fuentes renovables de energía, con un complemento térmico eficiente de manera de lograr un suministro seguro, competitivo y sustentable para nuestros clientes.

6.4 Riesgos del Negocio Eléctrico

Colbún enfrenta riesgos asociados a factores exógenos tales como el ciclo económico, la hidrología, el nivel de competencia, los patrones de demanda, la estructura de la industria, los cambios en la regulación y los niveles de precios de los combustibles. Por otra parte enfrenta riesgos asociados al desarrollo de proyectos y fallas en las unidades de generación. Los principales riesgos para este año se encuentran asociados a la hidrología, el precio de los combustibles, riesgos de fallas en centrales operativas y riesgos en el desarrollo de proyectos.

6.4.1. Riesgo hidrológico

Aproximadamente el 55% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidroeléctricas y térmicas eficientes, las que permiten suministrar los compromisos de la empresa a bajos costos operativos. Sin embargo, en condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con diesel o con compras de gas natural, lo que permite suplir la menor generación hidráulica y complementar la generación a carbón eficiente. En condiciones muy extremas puede ser necesario recurrir a centrales de ciclo abierto operando con diesel.

Esta situación encarece los costos de Colbún aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas. La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico, se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objeto mantener un equilibrio entre la generación base competitiva (hidráulica en un año medio a seco, y generación térmica a carbón) y los compromisos comerciales. Adicionalmente nuestras ventas a

clientes están indexadas sobre la base de variables que reflejen la estructura de costos de la Compañía. Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante análisis con el objeto de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.

En este sentido, dadas las condiciones hidrológicas de los últimos cuatro años, en diversas instancias se han perfeccionado acuerdos de compra de gas natural para operar los ciclos combinados. Estos acuerdos incorporan condiciones de flexibilidad operacional, que permite el uso de dicho combustible en otras centrales.

Por otra parte, cabe mencionar que debido a la prolongada sequía de los últimos años, el abastecimiento hídrico de agua subterráneas de la V Región también se han visto afectadas en diversos periodos, en los cuales se ha tenido que suplir las necesidades de agua para refrigeración y para mitigar emisiones en los ciclos combinados del Complejo Nehuenco, con otras fuentes adicionales de suministro diferente a los doce pozos propios localizados en el mismo complejo. Para estos efectos se suscribieron acuerdos con terceros que poseen derechos de aguas en diferentes puntos de la V Región. Para asegurar el suministro de agua en el largo plazo se están estudiando diversas alternativas.

6.4.2. Riesgo de precios de los combustibles

Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal.

En estos escenarios el costo de producción de Colbún o los costos marginales se encuentran directamente afectados por los precios de los combustibles, existiendo un riesgo ante las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles. Parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles. Adicionalmente, con el objeto de acotar los riesgos de precio de combustibles y teniendo en consideración factores tales como: condiciones hidrológicas; evolución de los mercados de commodities; nivel de correlación de los precios de contratos con precios commodities; se implementan programas de cobertura, con diversos instrumentos derivados tales como opciones call, opciones put, etc.

6.4.3. Riesgo de suministro de combustibles

Con respecto al suministro de combustibles líquidos la Compañía mantiene acuerdos con proveedores y capacidad de almacenamiento propio que le permiten contar con una adecuada confiabilidad en la disponibilidad de este tipo de combustible.

En cuanto a las compras de carbón para la central térmica Santa María I, se han realizado nuevas licitaciones invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra temprana de modo evitar cualquier riesgo de no contar con este combustible.

6.4.4 Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión es fundamental para garantizar los niveles de producción que permiten cubrir adecuadamente los compromisos comerciales. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos regulares a sus equipos acorde a las recomendaciones de sus proveedores y a la experiencia acumulada acerca de fallas y accidentes a lo largo de su historia operacional. Se ha visto que los equipos para generación térmica que pueden operar con gas o diesel (originalmente diseñados para

operar con gas natural), aumentan sus horas equivalentes de operación si utilizan diesel en comparación a si las unidades usan gas. Como resultado, si los equipos operan con diesel requieren de mantenimientos con mayor frecuencia a la habitual y presentan menores niveles de disponibilidad. Dado esto, se han adoptado las políticas de mantención, los procesos y procedimientos, así como las inversiones necesarias para aumentar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las unidades térmicas.

Como política de cobertura de este tipo de riesgos, Colbún mantiene seguros para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por daño físico y perjuicio por paralización.

6.4.5 Riesgos de construcción de proyectos

El desarrollo de nuevos proyectos de generación y transmisión puede verse afectada por factores tales como: retrasos en la obtención de aprobaciones ambientales, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos o de la mano de obra, oposición de grupos de interés locales e internacionales, condiciones geográficas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

Actualmente Colbún se encuentra desarrollando diversos proyectos de manera simultánea, y que presentan desiguales grados de avances, por lo que cualquiera de estos factores puede repercutir negativamente en el avance programado y además aumentar el costo final estimado. Esta situación puede generar un efecto adverso en la operación habitual de la Compañía, pues significa aplazar la puesta en marcha de centrales de generación competitivas por un tiempo indeterminado y reemplazar su producción por mayor generación con petróleo diesel, o en su defecto por mayores compras en el mercado spot.

La exposición de la Compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera los efectos de los eventuales atrasos de los proyectos. Alternativamente, incorporamos niveles de holgura en las estimaciones de plazo y costo de construcción.

Adicionalmente, la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas del tipo "Todo Riesgo de Construcción" que cubren tanto daño físico como pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

6.4.6 Riesgos regulatorios

La estabilidad regulatoria es fundamental para un sector como el de generación de electricidad donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo, ejecución y de retorno para la inversión. Dicha estabilidad regulatoria ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno.

Sin perjuicio de lo anterior, la regulación siempre es factible de perfección. En este sentido, estimamos que actualmente es importante desarrollar nuevas iniciativas que permitan solucionar ciertas incertidumbres en la operación racional y equilibrada del mercado eléctrico y a la falta de iniciativas de nuevos proyectos de generación de capacidades relevantes.

A continuación nos referimos en detalle a ciertos riesgos o medidas regulatorias recientes:

- **Suministros forzosos:** Las dificultades financieras y el posterior proceso de quiebra de la empresa generadora Campanario Generación S.A., dio origen a una serie de hechos que tienen relación con el marco regulatorio. En efecto, esta situación repercutió en todos los actores del sector generando múltiples consecuencias, tales como el rompimiento de la cadena de pago en el mercado spot y la reasignación forzada, por disposición de la SEC, de los suministros regulados comprometidos por Campanario a SAESA y CGED. Esta decisión unilateral de la autoridad ha significado abastecer

obligatoriamente los contratos suscritos por Campanario. Al respecto, Colbún estima que se deben mejorar los mecanismos de mitigación del riesgo de contraparte entre los miembros del CDEC, utilizando experiencias internacionales sobre la base de cámaras de compensación. A juicio de Colbún, dado que la reasignación forzada fue decretada por la SEC como medida de emergencia y de carácter transitoria, es necesario que se someta a licitación nuevamente el suministro de CGED que no está amparado por un contrato, tal como efectivamente fue licitado y adjudicado el suministro de SAESA durante el año 2012.

- **Suministros no cubiertos por contratos:** en el mes de Diciembre de 2012 se detectó una situación anormal que afecta a cuatro empresas distribuidoras. Los consumos reales de esas distribuidoras excedieron en 89 GWh los bloques de energía contratados por ellas mismas para el año 2012. Esto ha provocado que el CDEC-SIC provisionalmente haya asignado estos suministros a todos los generadores del SIC a prorrata de la energía que inyectaron éstos al sistema en Diciembre de 2012 considerando como precio el costo marginal de cada punto de retiro. A la fecha, las distribuidoras no han pagado dichos suministros habiendo rechazado las facturas (particularmente a Colbún se le adeuda US\$ 3,8 millones) y la SEC inició a comienzo del 2013 un proceso de investigación de la situación. La SEC mediante Oficio Ordinario 6121/2013 formuló cargos a dichas Distribuidoras por no contar con suministro contratado incumpliendo el art. 131 de la Ley Eléctrica; y además, por Oficio Ordinario 7230/2013 resolvió que los déficit de suministro señalados sean cubiertos por los excedentes de contratos de suministro de otras compañías distribuidoras que no se habían utilizado en el mes de Diciembre de 2012. Los efectos del Oficio referido se encuentran temporalmente suspendidos por orden la Corte de Apelaciones de Santiago, mientras se conoce el fondo de recursos de reclamación y protección presentados. Se está a la espera del dictamen final que podría tomar entre 2 a 4 meses desde la suspensión.

- **Nuevas normas sectoriales:** El 31 de Diciembre de 2012, se publicó el reglamento que regula los servicios complementarios. Este reglamento tramitado durante largo tiempo, otorga facultades para que los CDECs decidan la instalación forzosa de equipamiento en el sistema, la que debe ser acatada por sus participantes. Adicionalmente este reglamento no permite transferir a los consumidores los costos reales asociados a la prestación de estos servicios. La legislación comparada permite identificar sistemas donde estos servicios sí son transados a valor de mercado, por lo que nuestra regulación estaría introduciendo un cierto grado de distorsiones sobre el sector eléctrico.

- **Nueva norma de emisiones para termoeléctricas:** En 2011 se publicó la nueva norma de emisiones para termoeléctricas. La nueva norma fija límites para las emisiones y establece el plazo para cumplir con esos límites. La nueva regulación distingue dos categorías de plantas: las existentes y las nuevas. En el caso de Colbún, todas sus centrales térmicas (incluyendo la central Santa María I) cumplen con esta nueva norma o bien se encuentran desarrollando las adaptaciones necesarias en los plazos previstos.

- **ERNC:** Recientemente fue aprobada una nueva ley que incentiva el desarrollo ERNC y que busca que al año 2025 un 20% de la matriz energética sea de este tipo, introduciendo riesgos al sector. En efecto, sin perjuicio del enorme potencial que Chile tiene en las referidas fuentes de generación, el proyecto de ley indicado impone su desarrollo a niveles más allá de lo que indica la eficiencia económica y ambiental y a través de instrumentos que introducen distorsiones en el mercado eléctrico. Colbún está estudiando y desarrollando proyectos de energías renovables no convencionales que sean económica y ambientalmente eficientes sin necesidad de incentivos especiales adicionales a los que ya existen.

Dentro de este marco, en Junio 2013 tras evaluar 69 proyectos de ERNC, Colbún adjudicó a las empresas Acciona Energía, de España, y Comasa Generación, de Chile, la licitación iniciada el año pasado para la compra de energías y atributos asociados a proyectos eficientes de Energías Renovables No Convencionales. En el caso de Acciona Energía, el contrato comprende la compra a un precio estabilizado de la energía que genere el parque eólico Punta Palmeras por un plazo de 12 años, cuya generación se estima en cerca de 124 GWh anuales. La suscripción de este contrato

permitirá a Acciona Energía levantar su primer parque eólico en Chile, el cual estará ubicado en la Comuna de Canela, a 70 km de la ciudad de Los Vilos, IV Región. El inicio de las obras se prevé para el último trimestre de este año, de forma que pueda estar en servicio el 31 de diciembre de 2014. En el caso de Comasa Generación, el contrato establece la compra de atributos ERNC asociados a la planta Lautaro de esa compañía, central de biomasa de 26 MW ubicada en la Comuna de Lautaro, IX Región. Este acuerdo también es por un plazo de 12 años y comprende los atributos ERNC asociados a una generación promedio de 100 GWh al año.

- **Concesiones Eléctricas:** esta nueva ley recientemente aprobada busca agilizar el otorgamiento de concesiones eléctricas para la construcción de líneas de transmisión, mitigando los riesgos actuales de retraso en los plazos de puesta en servicio de la nueva infraestructura requerida por el sistema. Esta ley establece mayor precisión frente a posibles oposiciones u modificaciones, además de procedimientos judiciales sumarios para reclamos. Adicionalmente, establece procedimientos arbitrales para la solución de conflictos entre diferentes tipos de concesiones.
- **Recurso de Protección Angostura:** en Oct13 fue presentado un recurso de protección por un grupo de vecinos del sector Lo Nieve (Santa Barbara, VIII Región), reclamando la falta de entrega del camino en reemplazo de uno que se inunda por la CH Angostura, lo que se traduciría –según los recurrentes- en un incumplimiento de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA). Presentado el recurso la Corte de Apelaciones de Concepción decretó una orden de no innovar consistente en la paralización del llenado del embalse mientras se tramite el recurso. Colbún presentó un recurso de reposición en contra de tal medida, al cual la Corte dio lugar, dejando sin efecto dicha orden de no innovar. Colbún respondió el fondo del recurso sosteniendo que el camino está disponible y que se cumple con la RCA; se está a la espera de los alegatos correspondientes y resolución del recurso.

6.5 Riesgos Financieros

Los riesgos financieros son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contraparte u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

6.5.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los flujos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, por las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción, y por la deuda contratada en moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía. Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards.

En términos de calce de monedas el balance actual de la Compañía muestra un exceso de pasivos sobre activos en pesos chilenos. Esta posición “corta” se traduce en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$1,3 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

6.5.2 Riesgo de tasa de interés

Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable.

El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la Compañía. Para cumplir con los objetivos y de

acuerdo a las estimaciones de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y collars.

La deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, presenta el siguiente perfil:

Tasa de interés	sep-13	sep-12	dic-12
Fija	89%	90%	90%
Variable	11%	10%	10%
Total	100%	100%	100%

Se tiene una exposición a la tasa Libor, la cual se traduce en que ante un aumento en 10 bps de la tasa Libor, la Compañía deberá desembolsar anualmente US\$ 0,16 millones adicionales.

6.5.3 Riesgo de crédito

La empresa se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. Sumado a esto gran parte de los cobros que realiza Colbún son a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia. Sin perjuicio de lo anterior, durante los últimos años se han observado problemas puntuales de insolvencia de algunos integrantes del CDEC.

Con respecto a las colocaciones en tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo que minimicen el riesgo de crédito de la empresa. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la Sociedad y revisados periódicamente.

A Sep13 las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en fondos mutuos (de filiales bancarias) y en diversos bancos locales e internacionales. Los primeros corresponden a fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días, conocidos como "money market". En el caso de los bancos, los locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a AA- y los extranjeros tienen clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Al cierre del trimestre, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 22%. Respecto a los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a BBB o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local AA- o superior. Cabe destacar que ninguna contraparte concentra más del 14% en términos de nacional.

6.5.3 Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc.

Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

A Sep13 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$208,0 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio menor a 90 días. Asimismo, la Compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 4 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado

local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$188 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda de largo plazo, los cuales en su mayoría corresponden al vencimiento del bono serie G (UF 2 millones) en diciembre 2013. Para enfrentar parte de dichos desembolsos más otros vencimientos de deuda de corto plazo, con posterioridad al cierre trimestral, Colbún tomó un nuevo crédito bancario internacional por un total de US\$250 millones y vencimiento bullet a 5 años. El diferencial de desembolsos espera cubrirse con la generación de flujos propia de la empresa.

A Sep13 Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es BBB con perspectiva estable por Fitch Ratings y BBB- con perspectiva negativa por Standard & Poor's.