

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2012¹

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- La compañía presentó en el tercer trimestre de 2012 (3T12) una **ganancia de US\$4,3 millones** (vs. una ganancia de US\$17,9 millones el 3T11 y una pérdida de US\$20,2 millones el 2T12).
En términos acumulados, el resultado al 30 de septiembre de 2012 (Sep12) presenta una pérdida de US\$6,7 millones, en comparación a la pérdida de US\$27,1 millones de igual periodo del año anterior (Sep11).
La ganancia del 3T12 se vio afectada por un cargo no recurrente, explicado por el alza de la tasa impositiva a la renta promulgada en la Ley de Reforma Tributaria durante el periodo, y su efecto en impuestos diferidos. Este cargo ascendió a US\$74,4 millones y se registró en la línea de impuesto a las ganancias.
- El **EBITDA** del 3T12 alcanzó **US\$116,0 millones**, que se compara favorablemente con el EBITDA de US\$105,8 millones del 3T11 y con el EBITDA de US\$25,0 millones del 2T12.
En términos acumulados, el EBITDA a Sep12 alcanzó US\$168,4 millones en comparación con US\$130,6 millones a Sep11. El incremento con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por la mayor generación hidroeléctrica y el aporte en margen de nuestra primera central a carbón, Santa María I.
- El **resultado fuera de operación** presentó una **pérdida de US\$3,2 millones** (vs. una pérdida de US\$22,1 millones el 3T11 y una pérdida de US\$11,5 millones el 2T12).
En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep12 presenta una pérdida de US\$18,1 millones vs. una pérdida de US\$32,0 millones a Sep11. Esta menor pérdida se explica principalmente por utilidades por Diferencias de Cambio, efecto que es compensado principalmente por el efecto en resultados de un pago realizado por términos de contratos de transporte de gas durante el periodo 1T12.
- Los **impuestos** ascendieron a un **gasto de US\$74,4 millones** (vs. un gasto de US\$34,8 millones el 3T11 y un gasto de US\$2,5 millones el 2T12).
En términos acumulados, a Sep12 se registran gastos por impuestos a las ganancias de US\$60,5 millones, vs. gastos por US\$32,4 millones a Sep11. Como se explicó anteriormente, este efecto negativo en impuestos se explica principalmente por la Ley de Reforma Tributaria promulgada durante el 3T12, la cual incrementa la tasa impositiva para las empresas (afectando los pasivos por impuestos diferidos y consecuentemente el gasto por impuestos).
- Las **ventas físicas a clientes bajo contratos** durante el 3T12 alcanzaron **2.347 GWh**, un 12% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual periodo del año anterior, explicado principalmente por el término de contrato con un cliente libre a finales de Mar12, efecto que fue parcialmente compensado por el crecimiento en el consumo de los clientes regulados y la porción de los suministros regulados comprometidos por Campanario que fue re-asignada a Colbún (porción que totalizó 51 GWh en el trimestre, y que en caso de no haber existido, habría explicado una caída adicional de 1% en volumen). Adicionalmente las ventas al mercado CDEC alcanzaron 320 GWh durante el trimestre, en comparación a 73 GWh el 3T11 y a 534 GWh el 2T12.

¹ Los porcentajes de variación se han redondeado a lo largo del documento para simplificación de su lectura.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Sep12 alcanzaron 7.530 GWh, un 5% menor a Sep11, explicado también por el término de contrato de un cliente libre referido anteriormente, cuyo efecto fue compensado por el crecimiento en ventas a clientes regulados y el efecto Campanario (porción que totalizó 224 GWh a Sep12). Por su parte, las ventas al mercado CDEC totalizaron 913 GWh a Sep12, en comparación a 164 GWh a Sep11.

- La **generación hidráulica** del 3T12 alcanzó **1.450 GWh**, un 7% inferior a lo generado en 3T11. Esta disminución se explica principalmente por las desfavorables condiciones hidrológicas presentadas en el sistema a partir de julio, resultando así en un tercer año seco consecutivo.

En términos acumulados, la generación hidráulica a Sep12 alcanzó 4.066 GWh, un 8% superior a lo generado a Sep11, debido principalmente al mayor despacho de nuestras centrales hidroeléctricas de embalse, en comparación con la misma fecha del año anterior.

- La **generación con carbón** del 3T12 alcanzó **560 GWh**, provenientes de nuestra central Santa María I, la cual fue declarada en **operación comercial** el día 15 de agosto de 2012, con lo que se activó contablemente en nuestro balance financiero a partir del mes de septiembre. Esta generación muestra una evolución confiable de su operación, alcanzando altos niveles de factor de planta durante el 3T12.

En términos acumulados, la generación de Santa María I a Sep12 totalizó 1.132 GWh.

- El **proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW)** trabaja simultáneamente en todos sus frentes: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. Habiéndose realizado el desvío del río a fines de 2011, actualmente está en plena construcción la presa, la cual ya terminó la fase de hormigón compactado rodillado (HCR) y está comenzando la fase de hormigón armado tradicional donde se instalarán las compuertas de seguridad. Se continúa avanzando en la instalación de los dispositivos hidráulicos de las tres turbinas que albergará la casa de máquinas subterránea.

- El **proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW)** está concluyendo la ejecución de la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011. La etapa que corresponde a continuación contempla continuar con el monitoreo en distintos sectores del proyecto y el análisis de los resultados, además de estudios adicionales que de ello puedan surgir, así como los estudios de ingeniería necesarios para determinar las adecuaciones a las obras civiles que se prevén dada la información recabada a la fecha. Se espera que esta etapa se prolongue hasta fines de este año. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la etapa referida.

- Al cierre del 3T12 Colbún cuenta con una **liquidez** de **US\$281,1 millones**, monto que producto del efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza US\$281,0 millones².

² Para efectos de IFRS, los derivados se presentan separadamente en la cuenta Activo o Pasivo de Cobertura. Para mayor detalle revisar nota 7 de los Estados Financieros.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 3T12, 2T12 y 3T11 y los resultados acumulados a Sep12 y Sep11.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
sep-11	sep-12		3T11	2T12	3T12
1.012,9	1.007,2	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	362,3	331,6	314,5
496,2	556,4	Venta a Clientes Regulados	182,5	178,4	190,1
349,0	213,2	Venta a Clientes Libres	122,5	50,5	47,8
43,4	42,1	Ventas a otras generadoras	17,6	24,5	8,4
107,9	114,3	Peajes	37,2	35,3	41,9
16,5	81,1	Otros ingresos	2,4	42,8	26,3
(834,0)	(785,1)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(240,6)	(288,7)	(180,1)
(82,4)	(105,5)	Peajes	(27,1)	(33,3)	(37,3)
(111,6)	(58,9)	Compras de Energía y Potencia	(49,9)	(0,6)	(10,9)
(294,8)	(212,5)	Consumo de Gas	(73,1)	(60,9)	(52,0)
(303,9)	(351,8)	Consumo de Petróleo	(75,2)	(177,3)	(54,0)
-	(10,3)	Consumo de Carbón	-	-	(10,3)
(41,4)	(46,0)	Trabajos y Suministros de terceros	(15,3)	(16,6)	(15,5)
178,9	222,1	MARGEN BRUTO	121,7	42,9	134,4
(33,4)	(38,1)	Gastos por beneficios a empleados	(10,1)	(12,7)	(13,3)
(14,9)	(15,6)	Otros gastos, por naturaleza	(5,7)	(5,2)	(5,1)
(93,3)	(96,6)	Gastos por depreciación y amortización	(31,0)	(31,2)	(34,2)
37,3	71,9	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	74,8	(6,2)	81,8
130,6	168,4	EBITDA	105,8	25,0	116,0
7,3	3,8	Ingresos financieros	1,5	0,8	1,6
(22,5)	(17,3)	Gastos financieros	(6,6)	(4,0)	(8,7)
4,5	2,5	Resultados por unidades de reajuste	1,0	0,4	(0,1)
(18,5)	12,5	Diferencias de cambio	(16,7)	(1,6)	3,7
2,6	5,0	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	(0,5)	1,3	2,0
(5,4)	(24,6)	Otras ganancias (pérdidas)	(0,9)	(8,4)	(1,6)
(32,0)	(18,1)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(22,1)	(11,5)	(3,2)
5,3	53,8	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	52,7	(17,7)	78,6
(32,4)	(60,5)	Gasto por impuesto a las ganancias	(34,8)	(2,5)	(74,4)
(27,1)	(6,7)	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	17,9	(20,2)	4,3
(27,1)	(6,7)	GANANCIA (PÉRDIDA)	17,9	(20,2)	4,3
(27,1)	(6,7)	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	17,9	(20,2)	4,3
(0,0)	(0,0)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,0)	(0,0)	(0,0)

(*): 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 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.

2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 3T12 ascendió a US\$116,0 millones, cifra superior a los US\$105,8 millones del 3T11, y a los US\$25,0 millones del 2T12. En términos acumulados, el EBITDA a Sep12 ascendió a US\$168,4 millones, en comparación a los US\$130,6 millones a Sep11.

Los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato del 3T12 ascendieron a US\$237,9 millones, una disminución de 22% respecto a igual trimestre del año anterior. Esta caída se explica principalmente por menores ventas físicas a clientes libres por el término de un contrato en Mar12, a la caída del precio monómico promedio en esta categoría de cliente explicado por el cambio de indexación en un contrato, y a la caída del precio monómico promedio de los clientes regulados.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Sep12 ascendieron a US\$769,6 millones, una disminución de 9% respecto a Sep11. Este descenso se explica principalmente por menores ventas físicas a clientes libres dado el término de contrato indicado anteriormente, efecto que fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas a clientes regulados, explicado por el crecimiento en la demanda presentada en el sistema.

En tanto, para efectos de presentación contable, la producción y por consiguiente inyección de energía de la central Santa María I al sistema durante su período de prueba se presentó en la línea "Otros Ingresos", neteado del consumo de carbón, siguiendo las normas internacionales estipuladas en la NIC16 y NIC18. Este margen resultante entre las inyecciones valorizadas y los costos de producción ascendió a US\$25,2 millones durante 3T12 y en términos acumulados a Sep12 a US\$79,0 millones.

A partir del mes de septiembre, fecha 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.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 3T12 ascendieron a US\$180,1 millones, menores en un 25% a los registrados durante el 3T11, debido principalmente a menores compras en el mercado CDEC y a un menor consumo de gas natural y diesel para la generación.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles alcanzaron US\$785,1 millones a Sep12, un 6% menor a los registrados durante el mismo periodo del año anterior, dado también por menores compras en el mercado CDEC y menor consumo de gas natural para la generación, efectos que son parcialmente compensados por un mayor consumo de diesel. De acuerdo al tratamiento contable asociado al período de puesta en marcha de Santa María I explicado anteriormente, los consumos de carbón se comenzaron a registrar a partir del mes de septiembre dentro de "Materias primas y consumibles utilizados", mes en el cual se empezó a depreciar contablemente la central.

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T12, 2T12 y 3T11 y acumulado a Sep12 y Sep11.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
sep-11	sep-12		3T11	2T12	3T12
8.086	8.443	Total Ventas Físicas (GWh)	2.744	2.841	2.667
4.498	5.191	Clientes Regulados	1.538	1.718	1.753
3.424	2.339	Clientes Libres	1.133	589	594
164	913	Ventas CDEC	73	534	320
1.474	1.507	Potencia (MW)	1.549	1.486	1.513

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
sep-11	sep-12		3T11	2T12	3T12
7.770	8.559	Total Generación (GWh)	2.531	2.893	2.755
3.766	4.066	Hidráulica	1.552	1.190	1.450
2.405	1.495	Térmica Gas	570	391	415
1.599	1.866	Térmica Diesel	409	885	331
0	1.132	Térmica Carbón	-	428	560
379	79	Compras CDEC	224	0	7

Mix de Generación

A partir de Abr12 comenzó el nuevo año hidrológico, con condiciones que continuaron siendo extremadamente secas. Esta situación tuvo una mejoría temporal durante los últimos días de mayo y el mes de junio, para luego en julio persistir condiciones hidrológicas muy secas en gran parte del SIC. Sin embargo, dado el despacho de nuestras centrales hidroeléctricas de embalse, el periodo a Sep12 se vio caracterizado por presentar un mayor aporte de energía hidroeléctrica en comparación al mismo periodo del año anterior; esto se suma al aporte de generación con carbón proveniente de Santa María I, el cual totalizó 1.132 GWh en el periodo a Sep12.

Con respecto al mix de generación del 3T12, la generación hidroeléctrica disminuyó en un 7% respecto al 3T11 y aumentó en un 22% respecto al 2T12. La generación térmica con carbón aumentó en un 31% con respecto al 2T12, en cuanto el año pasado aun no existía generación con este combustible a la fecha. La generación térmica con gas natural disminuyó en un 27% con respecto al 3T11 y aumentó en un 6% con respecto al 2T12. Cabe mencionar que la mayor parte del gas natural del 3T12 proviene de un acuerdo con Metrogas, que contempla el suministro de este combustible para una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco hasta abril del próximo año. El conjunto de estos factores llevó a que la generación térmica con diesel disminuyera en un 19% con respecto al 3T11 y en un 63% con respecto al 2T12. Dicho esto, del total de generación térmica durante este trimestre, 43% fue producto de generación con carbón, 32% de generación con gas natural, y solo el restante 25% de generación con diesel.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica a Sep12 aumentó en un 8% respecto a Sep11. Con respecto a la generación térmica con carbón, a esta fecha del año pasado no se registraba generación con este combustible. La generación térmica con gas natural a Sep12 disminuyó en un 38% respecto a Sep11, explicado por el menor suministro de este combustible durante el periodo en comparación al año anterior, mientras que la generación térmica con diesel aumentó en 17% a Sep12 vs. Sep11. Del total de generación térmica a Sep12, 25% fue

producto de generación con carbón, 33% de generación con gas natural, y el restante 42% de generación con diesel.

Con respecto a los compromisos contractuales del 3T12, el 88% de los compromisos propios (sin considerar los contratos re-asignados por Campanario) fue cubierto con generación base (hidroeléctrica y térmica con carbón) (vs. 59% del 3T11 y 72% del 2T12). Tomando en cuenta además la generación térmica con gas natural y diesel, durante el 3T12 se registraron ventas netas al mercado CDEC por 313 GWh (vs. compras netas por 151 GWh en 3T11 y ventas netas por 534 GWh en 2T12).

En términos acumulados, la generación base representó el 71% de los compromisos (sin considerar los contratos forzados) a Sep12 (vs. 48% a Sep11). A Sep12 se registraron ventas netas al mercado CDEC por 834 GWh (vs. compras netas por 214 GWh a Sep11).

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 3T12, ascendieron a US\$314,5 millones, un 13% menor con respecto al 3T11 y 5% menor a los registrados el 2T12.

En términos acumulados, a Sep12 ascienden a US\$1.007,2 millones, en línea con 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\$190,1 millones el 3T12, mayores en 4% con respecto al 3T11 y mayores en 7% con respecto al 2T12.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep12 alcanzaron US\$556,4 millones, mayores en 12% con respecto al mismo periodo del año anterior. Este aumento se debe mayoritariamente a mayores ventas físicas de 15%, explicadas por el alto crecimiento de la demanda observado en el sistema en general y la porción de los suministros comprometidos por Campanario que fue re-asignada a Colbún. Sin este último efecto, las ventas físicas solamente hubieran crecido 11%.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$47,8 millones el 3T12, un 61% menor con respecto al 3T11 y un 5% menor con respecto al 2T12. La disminución con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por el menor volumen de ventas físicas durante el 3T12 debido al término de contrato con un cliente de esta categoría el 31 de Marzo 2012, por su menor precio monómico promedio explicado por un cambio en el esquema de indexación de precio en un contrato de esta categoría a partir de 2T12, y porque en 3T11 se habían registrado ingresos no recurrentes por la modificación de contrato con un cliente de esta categoría.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep12 alcanzaron US\$213,2 millones, menores en 39% con respecto al mismo periodo del año anterior. Esta disminución se debe a menores ventas físicas de 32%, a un menor precio monómico promedio y al ingreso no recurrente registrado en 3T11; efectos que ya fueron explicados anteriormente.

Mercado CDEC: Durante el 3T12 se vendieron 320 GWh al mercado CDEC, equivalentes a US\$8,4 millones (vs. 73 GWh equivalentes a US\$17,6 millones en 3T11 y 534 GWh equivalentes a US\$24,5 millones en 2T12).

En términos acumulados, a Sep12 las ventas físicas al mercado CDEC ascendieron a 913 GWh (US\$42,1 millones), en comparación a 164 GWh durante mismo periodo del año anterior (US\$43,4 millones). Cabe mencionar que los balances de compras/ventas al CDEC hasta agosto del presente año están depurados de las inyecciones valorizadas de Santa María I, acorde al tratamiento contable utilizado durante su puesta en marcha. Este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC y, para el año 2011, efectos del decreto de racionamiento. Es relevante mencionar que por estas razones, no son comparables los precios monómicos promedios que se obtienen de la división entre los ingresos registrados y los valores físicos vendidos a esta categoría de clientes.

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$41,9 millones el 3T12, un 12% mayor con respecto al 3T11 y un 18% mayor con respecto al 2T12.

En términos acumulados, a Sep12 estos ingresos alcanzaron US\$114,3 millones, mayores en 6% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Como se podrá observar más adelante en el análisis de los costos por peajes, estos compensan en gran parte los ingresos por peajes que percibe Colbún, por lo que no generan un margen relevante.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$26,3 millones el 3T12, en comparación a US\$2,4 millones el 3T11 y US\$42,8 millones el 2T12. Este valor se explica principalmente por el margen de US\$25,2 millones reconocido durante los meses de julio y agosto por la energía inyectada proveniente de la puesta en marcha de la central Santa María I.

En términos acumulados, a Sep12 los otros ingresos ordinarios ascendieron a US\$81,1 millones, en comparación a US\$16,5 millones a Sep11. Esta diferencia también se explica principalmente por el efecto de Santa María I, el cual a Sep12 significó un margen de US\$79,0 millones.

Cabe mencionar que estos márgenes se obtienen de la diferencia entre las inyecciones valorizadas de Santa María (valor que es depurado del balance de compras/ventas en el mercado CDEC) y los costos de producción respectivos, desde el mes de enero hasta agosto inclusive.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 3T12 fueron de US\$180,1 millones, disminuyendo en un 25% con respecto a los del 3T11, y en un 38% con respecto al 2T12.

En términos acumulados a Sep12, alcanzaron US\$785,1 millones, un 6% menor a los registrados a Sep11.

Los costos de combustibles durante el 3T12 alcanzaron los US\$116,4 millones, menor en un 22% con respecto al 3T11 y en un 51% con respecto al trimestre anterior.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Sep12 ascendieron a US\$574,6 millones, una disminución de 4% respecto a Sep11. La diferencia con respecto al mismo periodo del año anterior se explica por un menor consumo de gas natural (US\$212,5 millones a Sep12 vs. US\$294,8 millones a Sep11), explicado por el menor volumen físico contratado durante los meses de enero-septiembre en comparación al mismo periodo del año anterior; efecto que es parcialmente compensado por un mayor consumo de petróleo diesel (US\$351,8 millones a Sep12 vs. US\$303,9 millones a Sep11) explicado principalmente por el mayor despacho de nuestras centrales térmicas que operan con este combustible, dado el crecimiento de la demanda del sistema y la menor disponibilidad de gas natural durante el periodo, y por el consumo de carbón de nuestra central Santa María I, que entró en operación comercial durante el trimestre.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el periodo Enero-Septiembre 2012 fue de US\$96,2/barril, en línea con el precio promedio de US\$95,4/barril del mismo periodo del año anterior.

Los costos de peajes registrados en el 3T12 alcanzan a US\$37,3 millones, un aumento de 38% con respecto al 3T11 y un aumento de 12% respecto al 2T12.

En términos acumulados, los costos de peajes a Sep12 fueron de US\$105,5 millones, en comparación a los US\$82,4 millones a Sep11. La diferencia a nivel acumulado se explica principalmente por mayores costos por uso de líneas troncales y de sub-transmisión durante el período.

Los costos por trabajos y suministros de terceros del 3T12 fueron de US\$15,5 millones, en comparación con los US\$15,3 millones del 3T11 y los US\$16,6 millones del 2T12.

En términos acumulados, los costos por trabajos y suministros de terceros a Sep12 ascendieron a US\$46,0 millones vs. US\$41,4 millones a Sep11.

Durante el 3T12 se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot por US\$10,9 millones (7 GWh), en comparación a los US\$49,9 millones del 3T11 (224 GWh). Cabe recordar que los balances de compras/ventas al CDEC hasta agosto del presente año están depurados de las inyecciones valorizadas de Santa María I, acorde al tratamiento contable utilizado durante su puesta en marcha.

En términos acumulados, las compras de energía y potencia a Sep12 ascienden a US\$58,9 millones (79 GWh) vs. US\$111,6 millones (379 GWh) a Sep11. Como referencia, el costo marginal promedio del sistema (medido en Alto Jahuel) durante el periodo Enero-Septiembre 2012 fue de US\$197,4/MWh, en comparación a US\$215,2/MWh durante el mismo periodo del año anterior.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El Resultado fuera de Operación del 3T12 registró pérdidas por US\$3,2 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$22,1 millones del 3T11 y con la pérdida de US\$11,5 millones del 2T12.

En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Sep12 registró pérdidas por US\$18,1 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$32,0 millones a Sep11. Los principales componentes de este resultado son:

Ingresos Financieros: los ingresos financieros durante el 3T12 alcanzaron los US\$1,6 millones, en comparación a los US\$1,5 millones del 3T11 y a los US\$0,8 millones del 2T12.

En términos acumulados, los ingresos financieros a Sep12 alcanzaron US\$3,8 millones vs. US\$7,3 millones a Sep11.

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 3T12 fueron de US\$8,7 millones, mayores a los US\$6,6 millones registrados el 3T11 y a los US\$4,0 millones del 2T12.

En términos acumulados, los gastos financieros a Sep12 alcanzaron US\$17,3 millones vs. US\$22,5 millones a Sep11. Al comparar los últimos dos trimestres de este año se aprecia el incremento en los gastos financieros producto de que se dejó de activar gastos financieros asociados al proyecto Santa María I.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio generada durante el 3T12 registró un ingreso de US\$3,7 millones, en comparación a la pérdida de US\$16,7 millones registrado el 3T11 y a la pérdida de US\$1,6 millones el 2T12.

En términos acumulados, esta línea registró a Sep12 un ingreso de US\$12,5 millones vs. una pérdida de US\$18,5 millones a Sep11. Este resultado es debido a una apreciación de 8,8% del tipo de cambio CLP/USD durante el periodo Enero-Septiembre 2012, y como consecuencia de un balance que gran parte del año presentó un exceso de activos sobre pasivos en moneda local, situación que al cierre de Sep12 se encuentra en una posición más calzada.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 3T12 se registró en esta línea una pérdida de US\$1,6 millones, comparada con la pérdida de US\$0,9 millones del 3T11 y con la pérdida de US\$8,4 millones del 2T12.

En términos acumulados, esta línea registró a Sep12 una pérdida de US\$24,6 millones vs. una pérdida de US\$5,4 millones a Sep11. Las diferencias se explican principalmente por el efecto en resultados del pago realizado a GasAndes durante el 1T12 de US\$10,7 millones y por un pago transaccional efectuado durante el 2T12.

En tanto, el Gasto por Impuesto a las Ganancias presenta a Sep12 un gasto de US\$60,5 millones, afectado principalmente por un cargo no recurrente de US\$74,4 millones producto de la Ley de Reforma Tributaria promulgada durante el 3T12, la cual incrementa la tasa impositiva para las empresas (afectando los pasivos por impuestos diferidos y consecuentemente el gasto por impuestos).

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2011 y al 30 de septiembre de 2012.

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

	dic-11	sep-12
Activos corrientes	771,2	789,9
Efectivo y equivalentes al efectivo	295,8	281,1
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	214,1	171,3
<i>Ventas normales</i>	157,0	123,6
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	0,4	0,0
<i>Deudores varios</i>	56,6	47,7
Activos por impuestos corrientes	182,7	245,3
Otros activos corrientes	78,7	92,1
Activos no corrientes	4.848,3	5.156,6
Propiedades, planta y equipo, neto	4.594,7	4.833,1
Otros activos	253,6	323,5
TOTAL ACTIVOS	5.619,5	5.946,5
Pasivos corrientes	338,9	431,7
Pasivos no corrientes	1.818,3	2.041,1
Patrimonio neto	3.462,2	3.473,7
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.619,5	5.946,5

Efectivos y Equivalentes al efectivo: el rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$281,1 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$281,0 millones. Durante el periodo Enero-Septiembre 2012, la compañía vio disminuida su caja debido principalmente a desembolsos producto de los proyectos de inversión que actualmente lleva a cabo, efecto que fue compensado por los flujos provenientes de actividades de operación y de actividades de financiamiento de corto y mediano plazo.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: el rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$171,3 millones, una disminución de US\$42,7 millones con respecto a Dic11, principalmente producto de una menor venta a clientes por contrato durante el periodo.

Activos por Impuestos Corrientes: las activos por impuestos corrientes registran un saldo de US\$245,3 millones al cierre de Sep12, un aumento de US\$62,7 millones respecto al cierre del año 2011, lo cual se debe principalmente al crédito fiscal generado por la compra de diesel durante el período, impuesto específico que se está acumulando desde Abr11 en el balance producto del término en Mar11 de la franquicia tributaria que permitía a las empresas generadoras con capacidad instalada mayor a 1.500 kW recuperar dicho impuesto en el mes

siguiente del desembolso; y por la acumulación de IVA Crédito generado por los proyectos de inversión que actualmente está llevando a cabo la compañía.

Otros Activos Corrientes: los otros activos corrientes registraron un saldo de US\$92,1 millones a Sep12, un aumento de US\$13,5 millones respecto a Dic11. Este incremento es explicado principalmente por el pago de US\$17,2 millones realizado durante 1T12 a GasAndes por servicios anticipados de transporte de gas natural, asociados al ejercicio de las opciones contenidas en la transacción realizada durante 4T11, y al efecto de la apreciación de tipo de cambio sobre líneas de activos financieros.

Activos No Corrientes: la cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.833 millones al cierre de Sep12, un aumento de US\$238,4 millones con respecto a Dic11, explicado principalmente por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía (efecto que es parcialmente compensado por la depreciación del periodo), por el efecto de la apreciación de tipo de cambio sobre líneas de activos financieros y por un aumento de los activos por impuestos diferidos dada la situación tributaria de la empresa.

Pasivos Corrientes: los pasivos corrientes en operación alcanzaron a US\$431,7 millones, un aumento de US\$92,7 millones en comparación al cierre de Dic11. Esta variación se explica principalmente por el traspaso hacia la porción de corto plazo de una amortización de un crédito en pesos y de un bono en UF, y por operaciones de financiamiento de corto plazo realizadas durante el periodo. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una amortización de ambas deudas mencionadas anteriormente.

Pasivos No Corrientes: los pasivos no corrientes en operación totalizaron US\$2.041 millones al cierre de Sep12, un incremento de US\$222,8 millones en comparación a Dic11. Esta variación se debe principalmente a la suscripción de cuatro créditos bancarios bilaterales por un total de US\$160 millones (los créditos son de tipo bullet con vencimiento en Junio 2015) y el efecto de la Ley de Reforma Tributaria sobre los pasivos por impuestos diferidos. Estos efectos fueron principalmente compensados por el traspaso desde la porción de largo plazo a la de corto plazo del crédito y bono mencionado anteriormente.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.474 millones, un leve incremento de 0,3% durante el periodo enero-septiembre 2012.

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-11	sep-12
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,33	1,83
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,19	1,71
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,64	0,71
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	14,95%	17,46%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	85,05%	82,54%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	1,24	4,11
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas despues de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	-0,78%	-0,20%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	-0,48%	-0,12%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	0,83%	1,52%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Sep12 más el patrimonio a Sep11 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Sep12 más el total de activo a Sep11 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Sep12 más el total de Propiedad, planta y equipo a Sep11 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-11	sep-12		3T11	2T12	3T12
554,5	295,8	Efectivo Equivalente Inicial	352,0	203,0	255,8
28,9	137,8	Flujo Efectivo de la Operación	15,8	(14,4)	162,3
(5,6)	204,1	Flujo Efectivo de Financiamiento	15,8	203,0	(17,8)
(312,9)	(366,8)	Flujo Efectivo de Inversión	(118,5)	(133,8)	(123,0)
(289,6)	(24,9)	Flujo Neto del Período	(86,9)	54,8	21,5
(17,3)	10,2	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(17,5)	(2,0)	3,8
247,6	281,1	Efectivo Equivalente Final	247,6	255,8	281,1

Las actividades de la operación durante el 3T12 generaron un flujo neto positivo de US\$162,3 millones en comparación al flujo neto negativo de US\$14,4 millones del 2T12.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Sep12 de US\$137,8 millones, el que se explica principalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$1.309 millones, parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$1.076 millones, desembolsos por gastos financieros netos de US\$57 millones, pagos de impuestos por US\$13 millones y el pago de aproximadamente US\$28 millones a GasAndes durante el 1T12 por el ejercicio de las opciones referidas en la transacción realizada durante 4T11.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto negativo de US\$17,8 millones durante el 3T12.

En términos acumulados, las actividades de financiamiento generaron un flujo neto positivo a Sep12 de US\$204,1 millones. Este se explica principalmente por operaciones de financiamiento de mediano plazo por US\$160 millones y operaciones de financiamiento de corto plazo netas por aproximadamente US\$100 millones, efectos que fueron parcialmente compensados por la amortización de un crédito en pesos y de un bono en UF, por un total de aproximadamente US\$55 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$123,0 millones durante el 3T12, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, particularmente dado por el proyecto Angostura, por US\$121,0 millones (vs. US\$129,8 el 2T12), y aportes entregados a la coligada HidroAysén por US\$2,0 millones (vs. US\$4,0 el 2T12).

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$366,8 millones a Sep12. Este se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos por US\$354,6 millones y aportes entregados a la coligada HidroAysén por US\$11,1 millones.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. 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 25% del mercado en términos de capacidad instalada.

Los resultados de la compañía presentan una variabilidad estructural por cuanto dependen de condiciones exógenas como son la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas y carbón) entre otros. En años secos se suple el déficit de generación hidráulica aumentando la producción de unidades térmicas con petróleo diesel, lo que complementa nuestra generación a carbón eficiente y eventualmente podría significar compras de energía en el mercado spot a costos marginales marcados por esa misma tecnología.

6.1 Perspectiva de mediano plazo

Los resultados operacionales de la Compañía durante el tercer trimestre presentan una mejora significativa con respecto al primer semestre de este año, los cuales aun mostraban la debilidad exhibida durante el año 2011. La evolución favorable de los resultados se explica en gran parte por el aporte de nuestra nueva central a carbón Santa María I (declarada en operación comercial el día 15 de agosto), como complemento térmico eficiente frente a la volatilidad de la hidrología. Si bien a fines de mayo y en junio las condiciones hidrológicas mostraron señales de mejoría, estas se volvieron a debilitar a partir de julio, con lo que el año 2012 pasó a constituir el tercer año hidrológico seco consecutivo en el SIC (Sistema Interconectado Central).

Es necesario recordar también que a principios del año 2011 Colbún aumentó su nivel de compromisos comerciales, los cuales se esperaban respaldar por un aumento de la capacidad de generación base dada por la entrada de Santa María I, cuya puesta en marcha experimentó atrasos relevantes, tal como se ha venido explicando sistemáticamente. Ese nivel de contratos disminuyó a partir de abril de este año dado el vencimiento de un contrato con un cliente libre, lo que sumado al aporte de Santa María I, ha puesto a Colbún en una posición más balanceada respecto a su capacidad de producción propia competitiva, considerando una situación hidrológica adversa.

Respecto a la política comercial de la compañía, es necesario señalar que ésta procura un nivel de contratación que se adecúe a su capacidad de generación competitiva, esto es, la capacidad de generación hidráulica en un año medio a seco más la capacidad de generación térmica competitiva con carbón. Ello, se complementa con precios de suministro que se adecúan a la estructura de costos de la Compañía. Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías extremadamente secas, la acota a niveles aceptables. Con todo, la política comercial no tiene como único propósito disminuir la exposición a hidrologías secas, sino que también busca generar un perfil de ingresos en períodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción. Es por esta razón que el nivel de compromisos comerciales como se explicó anteriormente aumentó el año 2011, pues se consideró que los compromisos adicionales serían respaldados por la generación de Santa María I. A raíz del atraso en la puesta en operación de dicha central, aumentó transitoriamente la exposición a las condiciones hidrológicas y al precio de los combustibles. Como se ha explicado anteriormente, el atraso en la puesta en marcha de Santa María I se debió principalmente a los incumplimientos del contratista principal y en menor medida por efectos del terremoto de febrero del 2010. Respecto a lo primero, tal como se informó a fines del año 2011, Colbún cobró un total de US\$102,7 millones en boletas de garantía, y en mayo de este año dio termino anticipado al contrato con el Consorcio. Respecto a los efectos del terremoto, estos se encuentran mitigados en parte por la cobertura de perjuicio de paralización de la póliza de seguro de "Todo Riesgo

Construcción y Montaje” con que cuenta el proyecto, y que aún se encuentra en proceso de liquidación.

Los resultados de la compañía esperados para los próximos meses estarán determinados principalmente por las condiciones de deshielo y por la operación de la central Santa María I. Dada las escasas precipitaciones durante este año hidrológico en gran parte del SIC, con lo que se constituyó un tercer año consecutivo extremadamente seco, las condiciones de deshielo pronosticadas en el primer informe publicado por la Dirección General de Aguas son muy débiles. Respecto al segundo factor, la generación de Santa María I, desde su entrada en operación comercial esta ha mostrado altos niveles de factor de planta.

Otro factor que le entregará mayor estabilidad a los resultados en los próximos meses son los acuerdos de suministro de gas natural acordados recientemente. Primero, con Metrogas S.A., un acuerdo que contempla el suministro para una unidad de ciclo combinado de nuestro Complejo Nehuenco para el periodo de Septiembre a Diciembre 2012, y otro acuerdo para el periodo entre Enero a Abril 2013. Luego, con Enap Refinerías S.A., un acuerdo que contempla el suministro para la segunda unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para cuatro meses, desde Enero a Abril 2013.

En un horizonte de más largo plazo, los resultados de la compañía estarán determinados principalmente por la puesta en marcha del proyecto Angostura esperada para fines del 2013 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.

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 su vocación 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 siguientes proyectos que se encuentra desarrollando la Compañía:

- Central Santa María I (342 MW): esta central fue declarada en operación comercial el día 15 de agosto de 2012, con lo que se comenzó a depreciar en nuestro balance financiero a partir del mes de septiembre. La central ha funcionado de forma confiable, generando 560 GWh durante el tercer trimestre.
- Proyecto Angostura (316 MW): este proyecto hidroeléctrico aprovechará los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente se trabaja simultáneamente en todos los frentes del proyecto: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. Habiéndose realizado el desvío del río a fines de 2011, actualmente está en plena construcción la presa, la cual ya terminó la fase de hormigón compactado rodillado (HCR) y está comenzando la fase de hormigón armado tradicional donde se instalarán las compuertas de seguridad. Se continúa avanzando en la instalación de los dispositivos hidráulicos de las tres turbinas que albergará la casa de máquinas subterránea.
- Proyecto San Pedro (150 MW): este proyecto está concluyendo la ejecución de la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011. La etapa que corresponde a continuación contempla continuar con el monitoreo en distintos sectores del proyecto y el análisis de los resultados, además de estudios adicionales que de ello puedan surgir, así como los estudios de ingeniería necesarios para determinar las adecuaciones a las

obras civiles que se prevén dada la información recabada a la fecha. Se espera que esta etapa se prolongue hasta fines de este año. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la etapa referida.

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 contarán 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 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 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.

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 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 principalmente 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-seco y generación térmica a carbón) y los compromisos comerciales. Adicionalmente estos se indexan a índices que reflejen la estructura de costos de la compañía (precio de los combustibles, costos marginales e índices de inflación). Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante supervisión con el objeto de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.

En este sentido, dadas las condiciones hidrológicas de los últimos dos años, se han perfeccionado en distintas oportunidades acuerdos de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco con gas proveniente del Terminal de Quintero. Dadas las condiciones de deshielo que se esperaban para el inicio del año 2012, en diciembre de 2011 se perfeccionó un nuevo acuerdo para los primeros meses del año que permitió contar con gas hasta el mes de mayo.

Adicionalmente, con el objeto de cubrir escenarios hidrológicos desfavorables para los próximos meses, se perfeccionaron tres nuevos acuerdos para el suministro de gas natural: dos con Metrogas S.A., que contemplan el suministro para una unidad de ciclo combinado de nuestro complejo Nehuenco, el primero para el periodo entre Septiembre y Diciembre de 2012 y, el segundo, para el periodo entre Enero y Abril del año 2013 (contrato que además contempla opciones de nominar suministro para ciertos meses de los años 2014 y 2015); y el tercer acuerdo con Enap Refinerías S.A., que contempla el suministro para la segunda unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para cuatro meses, desde Enero a Abril 2013. Es relevante mencionar que estos contratos de gas nos permitirán suministrar compromisos contractuales bajo condiciones más competitivas que los contratos de gas de periodos anteriores (dada las condiciones comerciales estipuladas en ellos).

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 menores 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 por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles.

Cabe recordar, que tal cómo se indicó en el párrafo anterior, parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles, tales como diesel y carbón.

Finalmente, la Compañía se encuentra desarrollando los estudios de factibilidad técnica, ambiental y económica de un proyecto de re-gasificación de GNL de manera de poder acceder a los mercados internacionales del referido combustible y así disponer de gas natural en condiciones flexibles y competitivas para la operación de las centrales de ciclo combinado de la Compañía, y así agregar capacidad base competitiva a su portfolio de activos.

6.4.3 Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y 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. Durante los últimos años, y producto de la mayor generación con petróleo diesel, los equipos para generación térmica – que originalmente estaban diseñados para operar con gas natural – han aumentado sus horas equivalentes de operación en comparación a si las unidades hubiesen generado con gas. Como resultado, los equipos han requerido un mantenimiento con mayor frecuencia al habitual y han presentado menores niveles de disponibilidad. 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 fallas de funcionamiento, destrucción y perjuicio por paralización.

Por otra parte, cabe mencionar que debido a la prolongada sequía de los dos últimos años, las napas subterráneas de la V Región se vieron afectadas durante los primeros meses del año. Si bien productos de las lluvias de los meses de mayo y junio las napas recuperaron parcialmente sus niveles, durante varios meses hubo 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 solucionar el suministro de agua para el largo plazo se están estudiando varias alternativas.

6.4.4 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, 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, 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 del negocio, pues significa aplazar la puesta en marcha de centrales de generación competitivas por un tiempo indeterminado y reemplazar su generación por mayor generación con petróleo diesel, o en su defecto por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente estaría marcado por esa misma tecnología.

La exposición de la compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera la generación de las centrales en construcción una vez que tengan ciertos niveles de certidumbre en los plazos de puesta en marcha, para efectos de definir el nivel de compromisos comerciales. 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 de 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.

En relación con el contrato de construcción llave en mano y a suma alzada para la construcción en Coronel de la central a carbón Santa María I, suscrito en junio de 2007 entre Colbún S.A. y un Consorcio extranjero, el día 9 de mayo Colbún puso término anticipado al contrato ejerciendo los derechos contenidos en el contrato. Previamente durante los meses de noviembre y diciembre de 2011 Colbún percibió un total de US\$102,7 millones por concepto de cobro de boletas de garantía. El cobro de estos montos no tuvo efecto en resultado, pues se aplicaron a reducir costos y gastos en los que Colbún debió incurrir con motivo de los incumplimientos referidos, y que fueron activados en el proyecto. Estos pagos fueron requeridos por Colbún, por haber incurrido el Consorcio en incumplimientos a diversas obligaciones bajo el Contrato, que generan multas y obligaciones restitutorias e indemnizatorias en favor de Colbún.

Por la misma causa, Colbún solicitó a la Cámara Internacional de Comercio con sede en París, la constitución del tribunal arbitral previsto en el Contrato. Por su parte, Colbún fue notificada que el Consorcio también solicitó la constitución del tribunal arbitral. Una vez iniciado el arbitraje, se estima que la presentación de demandas y contrademandas ocurrirá en un plazo de 4 a 6 meses. El tribunal está constituido y el presidente de dicha entidad está nombrado. Igualmente las bases del Arbitraje están definidas y por tanto comenzarán a correr los plazos para la presentación de las respectivas demandas.

6.4.5 Riesgos Regulatorios

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

Dado lo anterior Colbún consideró en su momento un gran paso la publicación del informe del Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (Informe CADE) que convocó a conocidos expertos nacionales para delinear el desarrollo del sector y la promulgación de la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, del Ministerio de Energía. Estimamos que lo importante ahora es que este diagnóstico se traduzca en iniciativas legislativas que respondan a los lineamientos de una política energética nacional en el largo plazo.

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

Decreto de Racionamiento: Durante el primer trimestre del año 2011 el Ministerio de Energía publicó un Decreto Preventivo de Racionamiento Eléctrico con el fin de tomar medidas de forma anticipada para evitar situaciones de estrechez energética y cortes de suministro durante el año 2011, producto de la hidrología seca del año 2010 y previendo que esta situación se pudiera repetir durante el año 2011. En agosto 2011, se extendió la vigencia del decreto hasta el 30 de abril 2012, mes durante el cual se extendió nuevamente hasta el 30 de agosto de 2012.

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 ha dado origen a múltiples consecuencias para todos los actores del sector, tales como el rompimiento de la cadena de pago en el mercado spot y la re-asignación 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 la obligación de abastecer 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, y que todos los contratos deben ser re-licitados a la brevedad posible, dado que

la re-asignación forzada fue decretada por la SEC como medida de emergencia y de carácter transitoria.

Nueva norma de emisiones para termoeléctricas: El año pasado 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: En el último tiempo se han observado iniciativas parlamentarias de proyectos de ley, como el que promueve el desarrollo de energías renovables no convencionales, que introducen 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. En esta misma línea se encuentra el llamado a licitación que realizó recientemente Colbún para suscribir acuerdos de compraventa de energía y/o atributos ERNC con empresas que posean proyectos de esta categoría, proceso en el cual ya tiene a 69 empresas pre-calificadas.

6.5 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.

a. Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los pagos 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.

Al cierre de Sep12, el balance de Colbún muestra una posición casi calzada en activos y pasivos en pesos chilenos.

b. 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:

Tasas de interés	31.12.2011	30.09.2012
Fija	100%	90%
Variable	0%	10%
Total	100%	100%

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente pre-pagado en febrero del año 2010. Estos instrumentos por un nocional de US\$100 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que será manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

c. 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 el último año 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 Sep12 la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-, y en bancos internacionales con clasificación de riesgo grado de inversión. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen clasificación de riesgo internacional BBB o superior, y las contrapartes locales tienen clasificación de riesgo AA- o superior.

d. 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 Sep12 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$281,1 millones, invertidos en Depósitos a Plazo y Fondos Mutuos con liquidez diaria y 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 8 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.