

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 30 DE JUNIO DE 2012¹

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- La compañía presentó en el segundo trimestre de 2012 (2T12) una **pérdida de US\$20,2 millones** (vs. una pérdida de US\$16,1 millones el 2T11 y una ganancia de US\$9,2 millones el 1T12).
En términos acumulados, el resultado al 30 de junio de 2012 (Jun12) presenta una pérdida de US\$11,0 millones, en comparación a la pérdida de US\$45,0 millones de igual periodo del año anterior (Jun11).
- El **EBITDA** del 2T12 alcanzó **US\$25,0 millones**, que se compara favorablemente con el EBITDA de US\$7,9 millones del 2T11 y en línea con el EBITDA de US\$27,4 millones del 1T12. En términos acumulados, el EBITDA a Jun12 alcanzó US\$52,4 millones en comparación con US\$24,7 millones a Jun11. El incremento con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por la mayor generación hidroeléctrica y el margen generado por la energía inyectada proveniente de la puesta en marcha de la central Santa María I.
- El **resultado no operacional** presentó una **pérdida de US\$11,5 millones** (vs. una ganancia de US\$2,2 millones el 2T11 y una pérdida de US\$3,4 millones el 1T12). En términos acumulados, el resultado no operacional a Jun12 presenta una pérdida de US\$14,9 millones vs. una pérdida de US\$9,9 millones a Jun11. Esta mayor pérdida se explica principalmente por el efecto en resultados del pago realizado a GasAndes durante el 1T12 y en menor medida, por un pago transaccional realizado este trimestre, efectos que fueron parcialmente compensados por utilidades por Diferencias de Cambio.
- Los **impuestos** ascendieron a un **gasto de US\$2,5 millones** (vs. un ingreso de US\$4,8 millones el 2T11 y un ingreso de US\$16,3 millones el 1T12). En términos acumulados, a Jun12 se registran ingresos por impuestos a las ganancias de US\$13,8 millones, vs. ingresos de US\$2,3 millones a Jun11. Este efecto positivo en impuestos se explica principalmente por la apreciación en términos reales del tipo de cambio durante el periodo.
- Las **ventas físicas a clientes bajo contratos** durante el 2T12 alcanzaron **2.307 GWh**, un 10% 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-asignado a Colbún (porción que totalizó 68 GWh en el trimestre, y que en caso de no haber existido, habría explicado una caída adicional de 3% en volumen). Adicionalmente las ventas al mercado CDEC alcanzaron 534 GWh durante el trimestre, en comparación a 79 GWh el 2T11 y a 59 GWh el 1T12.
En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Jun12 alcanzaron 5.183 GWh, un 1% menor a Jun11, explicado también por el término de contrato de una cliente libre referido anteriormente, cuyo efecto fue compensado por el crecimiento en ventas a clientes regulados y el efecto Campanario (porción que totalizó 173 GWh en el semestre). Por su parte, las ventas al mercado CDEC totalizaron 593 GWh a Jun12, en comparación a 92 GWh a Jun11.

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

- La **generación hidráulica** del 2T12 alcanzó **1.190 GWh**, un 14% superior a lo generado en 2T11. Este aumento se explica principalmente por la evolución favorable de las condiciones hidrológicas presentadas en el sistema a partir de finales de mayo, con lo que la producción hidroeléctrica de junio aumentó considerablemente con respecto al resto del periodo (como referencia, la generación hidro durante los meses de abril, mayo y junio fue 310 GWh, 297 GWh y 584 GWh respectivamente). Durante el 2T12 se inyectaron 428 GWh provenientes de la puesta en marcha de nuestra central a carbón Santa María I.
En términos acumulados, la generación hidráulica a Jun12 alcanzó 2.616 GWh, un 18% superior a lo generado a Jun11, debido principalmente al efecto ya mencionado. En tanto, la inyección de Santa María I a Jun12 totalizó 573 GWh.
- El **proyecto Santa María I (342 MW)** está en el final de su etapa de pruebas. Todos los equipos están operativos, habiéndose realizado pruebas funcionales, y se continúa calibrando algunos parámetros de operación. Durante el trimestre se generaron 428 GWh. Es necesario recordar que la planta sincronizó por primera vez el día 17 de septiembre de 2011 y como se aprecia, la etapa de comisionamiento ha sido más extensa de lo que Colbún estimó inicialmente dado lo establecido en el contrato EPC y el estándar en este tipo de proyectos. Este mayor tiempo se agrega a los importantes atrasos ya acumulados durante la construcción del proyecto y que se explican principalmente por los incumplimientos del consorcio contratista a cargo de la construcción de la central bajo la modalidad EPC, derivados de un desempeño y comportamiento deficiente. Estas razones, entre otras, estuvieron en consideración cuando el día 9 de mayo Colbún puso término anticipado al contrato con el consorcio.
- El **proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW)** 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 de hormigón rodillado y se trabaja en la instalación de los dispositivos hidráulicos en la casa de máquina 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 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 el segundo semestre del 2012. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la etapa referida.
- Durante el trimestre Colbún suscribió una serie de créditos bilaterales por un total de US\$160 millones y vencimiento *bullet* a 3 años y aumentó sus líneas de crédito comprometidas a UF 8 millones, operaciones que permitieron fortalecer la posición de liquidez de la Compañía en un período de importantes inversiones en proyectos y de incertidumbre hidrológica. Al cierre del 2T12 Colbún cuenta con una **liquidez** de **US\$255,8 millones**, monto que producto del efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$257,2 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 2T12, 1T12 y 2T11 y los resultados acumulados a Jun12 y Jun11.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
jun-11	jun-12		2T11	1T12	2T12
650.7	692.7	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	335.4	361.1	331.6
313.7	366.2	Venta a Clientes Regulados	169.5	187.8	178.4
226.5	165.4	Venta a Clientes Libres	111.1	114.9	50.5
25.8	33.8	Ventas otras generadoras	17.0	9.3	24.5
70.7	72.5	Peajes	36.8	37.1	35.3
14.1	54.8	Otros ingresos	1.0	12.0	42.8
(593.4)	(605.0)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(310.6)	(316.3)	(288.7)
(55.3)	(68.2)	Peajes	(29.0)	(34.9)	(33.3)
(61.7)	(48.0)	Compras de Energía y Potencia	(11.2)	(47.4)	(0.6)
(221.6)	(160.5)	Consumo de Gas	(100.7)	(99.6)	(60.9)
(228.7)	(297.7)	Consumo de Petróleo	(155.5)	(120.4)	(177.3)
(26.1)	(30.5)	Trabajos y suministros de terceros	(14.3)	(13.9)	(16.6)
57.2	87.7	MARGEN BRUTO	24.8	44.8	42.9
(23.3)	(24.8)	Gastos por beneficios a empleados	(12.4)	(12.1)	(12.7)
(9.2)	(10.5)	Otros gastos, por naturaleza	(4.5)	(5.3)	(5.2)
(62.2)	(62.4)	Gastos por depreciación y amortización	(31.0)	(31.1)	(31.2)
(37.5)	(9.9)	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	(23.1)	(3.7)	(6.2)
24.7	52.4	EBITDA	7.9	27.4	25.0
5.7	2.2	Ingresos financieros	0.9	1.4	0.8
(15.9)	(8.6)	Gastos financieros	(7.6)	(4.6)	(4.0)
3.5	2.6	Resultados por unidades de reajuste	2.9	2.2	0.4
(1.8)	8.8	Diferencias de cambio	7.2	10.3	(1.6)
3.1	3.0	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	3.0	1.8	1.3
(4.5)	(23.0)	Otras ganancias (pérdidas)	(4.2)	(14.6)	(8.4)
(9.9)	(14.9)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	2.2	(3.4)	(11.5)
(47.4)	(24.9)	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(20.9)	(7.1)	(17.7)
2.3	13.8	Gasto por impuesto a las ganancias	4.8	16.3	(2.5)
(45.0)	(11.0)	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	(16.1)	9.2	(20.2)
(45.0)	(11.0)	GANANCIA (PÉRDIDA)	(16.1)	9.2	(20.2)
(45.0)	(11.0)	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	(16.1)	9.2	(20.2)

(*): 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 2T12 ascendió a US\$25,0 millones, cifra superior a los US\$7,9 millones del 2T11, y en línea con los US\$27,4 millones del 1T12. En términos acumulados, el EBITDA a Jun12 ascendió a US\$52,4 millones, en comparación a los US\$24,7 millones a Jun11.

Los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato del 2T12 ascendieron a US\$228,9 millones, una disminución de 18% 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, y a la caída del precio monómico promedio en esta categoría de cliente, explicado por el cambio de indexación en un contrato.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Jun12 ascendieron a US\$531,6 millones, en línea con los US\$540,2 millones a Jun11. Esta leve disminución se explica principalmente por menores ventas físicas a clientes libres dado el término de contrato explicado anteriormente, efecto que fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas a clientes regulados.

En tanto, para efectos de presentación contable, la inyección de la central Santa María se ajustó del balance de inyecciones y retiros del CDEC. El margen resultante entre las inyecciones valorizadas acumuladas a la fecha y los costos de producción acumulados, se registra en la línea "Otros Ingresos", por un monto de US\$42,3 millones durante 2T12. En términos acumulados, a Jun12 se han registrado US\$53,8 millones en la línea "Otros Ingresos" por la inyección de Santa María. Este tratamiento contable asociado al período de puesta en marcha se aplicará hasta que se active contablemente la central (NIC16 y NIC18).

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 2T12 ascendieron a US\$288,7 millones, menores en un 7% a los registrados durante el 2T11, debido principalmente a menores compras en el mercado CDEC y a un menor consumo de gas natural para la generación, parcialmente compensado por un mayor consumo de diesel.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles alcanzaron US\$605,0 millones a Jun12, un 2% mayor a los registrados durante el mismo periodo del año anterior, dado también por los efectos explicados anteriormente. De acuerdo al tratamiento contable asociado al período de puesta en marcha de Santa María explicado anteriormente, los costos de producción con carbón se están descontando directamente a las inyecciones valorizadas, por lo que aun no se registran en una línea de consumo este combustible dentro de "Materias primas y consumibles utilizados".

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T12, 1T12 y 2T11 y acumulado a Jun12 y Jun11.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
jun-11	jun-12		2T11	1T12	2T12
5.342	5.776	Total Ventas Físicas (GWh)	2.644	2.935	2.841
2.960	3.438	Clientes Regulados	1.484	1.721	1.718
2.291	1.745	Clientes Libres	1.081	1.156	589
92	593	Ventas CDEC	79	59	534
1.436	1.504	Potencia (MW)	1.453	1.523	1.486

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
jun-11	jun-12		2T11	1T12	2T12
5.239	5.804	Total Generación (GWh)	2.645	2.911	2.893
2.214	2.616	Hidráulica	1.048	1.426	1.190
1.835	1.080	Térmica Gas	850	690	391
1.190	1.535	Térmica Diesel	746	650	885
0	573	Térmica Carbón ⁽¹⁾	-	145	428
155	72	Compras CDEC	29	72	-

(1): Corresponde a la generación de la puesta en marcha de la central Santa María I.

Mix de Generación

A partir de Abr12 comenzó el nuevo año hidrológico. Cabe destacar que durante el mes de abril y la mayor parte de mayo, las condiciones hidrológicas continuaron siendo extremadamente secas. Esto, sumado a los efectos de dos años secos consecutivos en los niveles de los embalses del sistema, hizo que la generación hidroeléctrica alcanzara valores mensuales cercanos a los mínimos registrados durante el último año. A partir de los últimos días de mayo y durante el mes de junio, las condiciones hidrológicas presentaron una evolución favorable en gran parte del SIC. Dicho esto, para Colbún el periodo a Jun12 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 proveniente de la puesta en marcha de la central Santa María, el cual totalizó 573 GWh durante el semestre.

Con respecto al mix de generación del 2T12, la generación hidroeléctrica aumentó en un 14% respecto al 2T11 y disminuyó en un 17% respecto al 1T12. A su vez, la generación térmica (con gas natural y diesel) disminuyó en un 20% con respecto al 2T11 y en un 5% con respecto al 1T12. Del total de generación térmica, el 31% fue producto de generación con gas natural y un 69% de generación con diesel. Cabe mencionar que el suministro de gas natural acordado con Enap que comenzó a principios del año para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco, finalizó a finales del mes de mayo.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica a Jun12 aumentó en un 18% respecto a Jun11 mientras que la generación térmica (con gas natural y diesel) disminuyó en un 14% durante el mismo periodo. Del total de generación térmica a Jun12, el 41% fue producto de generación con gas natural y un 59% de generación con diesel.

Con respecto a los compromisos contractuales del 2T12, el 72% de los compromisos (sin considerar los contratos re-asignados por Campanario) fue cubierto con generación base

(hidro+carbón) (vs. 41% del 2T11 y 57% del 1T12). Tomando en cuenta además la generación térmica con gas natural y diesel, durante el 2T12 se registraron ventas al mercado CDEC por 534 GWh (vs. 79 GWh en 2T11 y 59 GWh en 1T12).

En términos acumulados, la generación base (hidro+carbón) representó el 64% de los compromisos (sin contratos forzados) a Jun12 (vs. 42% a Jun11). A Jun12 se registraron ventas al mercado CDEC por 593 GWh (vs. 92 GWh a Jun11).

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 2T12, ascendieron a US\$331,6 millones, un 1% menor con respecto al 2T11 y 8% menor a los registrados el 1T12.

En términos acumulados, a Jun12 ascienden a US\$692,7 millones, un 6% 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\$178,4 millones el 2T12, mayores en 5% con respecto al 2T11 y menores en 5% con respecto al 1T12.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Jun12 alcanzaron US\$366,2 millones, mayores en 17% con respecto al mismo periodo del año anterior. Este aumento se debe mayoritariamente a mayores ventas físicas de 16%, 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 reasignado a Colbún. Sin este último efecto, las ventas físicas solamente hubieran crecido 10%.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$50,5 millones el 2T12, un 55% menor con respecto al 2T11 y un 56% menor con respecto al 1T12. Ambas disminuciones se explican principalmente por el menor volumen de ventas físicas durante el 2T12 debido al término de contrato con un cliente de esta categoría el 31 de Marzo 2012; y por su menor precio monómico promedio a partir de 2T12, explicado por un cambio en el esquema de indexación de precio en un contrato de esta categoría.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Jun12 alcanzaron US\$165,4 millones, menores en 27% con respecto al mismo periodo del año anterior. Esta disminución se debe a menores ventas físicas de 24% y a un menor precio monómico promedio de 4%; estas disminuciones se deben a los efectos ya explicados anteriormente.

Mercado CDEC: Durante el 2T12 se vendieron 534 GWh al mercado CDEC, equivalentes a US\$24,5 millones (vs. 79 GWh equivalentes a US\$17,0 millones en 2T11 y 59 GWh equivalentes a US\$9,3 millones en 1T12).

En términos acumulados, a Jun12 las ventas físicas al mercado CDEC ascendieron a 593 GWh (US\$33,8 millones), en comparación a 92 GWh durante mismo periodo del año anterior (US\$25,8 millones). Cabe mencionar que este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC y, para el año 2011, efectos del decreto de racionamiento.

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$35,3 millones el 2T12, un 4% menor con respecto al 2T11 y un 5% menor con respecto al 1T12.

En términos acumulados, a Jun12 estos ingresos alcanzaron US\$72,5 millones, mayores en 3% 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\$42,8 millones el 2T12, en comparación a US\$1,0 millones el 2T11 y US\$12,0 millones el 1T12. Este incremento se explica principalmente por el margen de US\$42,3 millones reconocido durante el trimestre por la energía inyectada proveniente de la puesta en marcha de la central Santa María I.

En términos acumulados, a Jun12 los otros ingresos ordinarios ascendieron a US\$54,8 millones, en comparación a US\$14,1 millones a Jun11. Esta diferencia también se explica por el efecto de Santa María, el cual a Jun12 significó un margen de US\$53,8 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.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 2T12 fueron de US\$288,7 millones, disminuyendo en un 7% con respecto a los del 2T11, y en un 9% con respecto al 1T12.

En términos acumulados a Jun12, alcanzaron US\$605,0 millones, un 2% mayor a los registrados a Jun11.

Los costos de combustibles durante el 2T12 alcanzaron los US\$238,2 millones, menor en un 7% con respecto al 2T11 y mayor en un 8% con respecto al trimestre anterior.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Jun12 ascendieron a US\$458,2 millones, un leve aumento de 2% respecto a Jun11. La diferencia con respecto al mismo periodo del año anterior se explica por un mayor consumo de petróleo diesel (US\$297,7 millones a Jun12 vs. US\$228,7 millones a Jun11) 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. Este mayor consumo de diesel fue parcialmente compensado por un menor consumo de gas natural (US\$160,5 millones a Jun12 vs. US\$221,6 millones a Jun11), explicado principalmente por el menor volumen físico contratado a Enap durante el semestre en comparación al mismo periodo del año anterior.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el periodo Enero-Junio 2012 fue de US\$98,2/barril, en línea con el precio promedio de US\$98,5/barril del mismo periodo del año anterior.

Los costos de peajes registrados en el 2T12 alcanzan a US\$33,3 millones, un aumento de 15% con respecto al 2T11 y una disminución de 5% respecto al 1T12.

En términos acumulados, los costos de peajes a Jun12 fueron de US\$68,2 millones, en comparación a los US\$55,3 millones a Jun11. La diferencia a nivel acumulado se explica principalmente por mayores costos por uso de líneas troncales durante el período.

Los costos por trabajos y suministros de terceros del 2T12 fueron de US\$16,6 millones, en comparación con los US\$14,3 millones del 2T11 y los US\$13,9 millones del 1T12.

En términos acumulados, los costos por trabajos y suministros de terceros a Jun12 ascendieron a US\$30,5 millones vs. US\$ 26,1 millones a Jun11.

Durante el 2T12 no se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot, en comparación a los US\$11,2 millones del 2T11 (29 GWh) y los US\$47,4 millones del 1T12 (72 GWh).

En términos acumulados, las compras de energía y potencia a Jun12 ascienden a US\$48,0 millones (72 GWh) vs. US\$61,7 millones (155 GWh) a Jun11. Como referencia, el costo marginal promedio del sistema (medido en Alto Jahuel) durante el periodo Enero-Junio 2012 fue de US\$217,3/MWh, en comparación a US\$234,6/MWh durante el mismo periodo del año

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El Resultado fuera de Operación del 2T12 registró pérdidas por US\$11,5 millones, que se compara negativamente con la ganancia de US\$2,2 millones del 2T11 y con la pérdida de US\$3,4 millones del 1T12.

En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Jun12 registró pérdidas por US\$14,9 millones, que se compara negativamente con la pérdida de US\$9,9 millones a Jun11. Los principales componentes de este resultado son:

Ingresos Financieros: los ingresos financieros durante el 2T12 alcanzaron los US\$0,8 millones, en comparación a los US\$0,9 millones del 2T11 y a los US\$1,4 millones del 1T12.

En términos acumulados, los ingresos financieros a Jun12 alcanzaron US\$2,2 millones vs. US\$5,7 millones a Jun11.

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 2T12 fueron de US\$4,0 millones, menores a los US\$7,6 millones registrados el 2T11 y a los US\$4,6 millones del 1T12.

En términos acumulados, los gastos financieros a Jun12 alcanzaron US\$8,6 millones vs. US\$15,9 millones a Jun11. La variación se debe principalmente a una mayor activación de gastos financieros por un monto de US\$5,9 millones – producto de los proyectos que está llevando a cabo la Compañía.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio generada durante el 2T12 registró una pérdida de US\$1,6 millones, en comparación al ingreso de US\$7,2 millones registrado el 2T11 y al ingreso de US\$10,3 millones el 1T12.

En términos acumulados, esta línea registró a Jun12 un ingreso de US\$8,8 millones vs. una pérdida de US\$1,8 millones a Jun11. Este resultado es debido a una apreciación de 3,3% del tipo de cambio CLP/USD durante el periodo Enero-Junio 2012, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 2T12 se registró en esta línea una pérdida de US\$8,4 millones, comparada con la pérdida de US\$4,2 millones del 2T11 y a la pérdida de US\$14,6 millones del 1T12.

En términos acumulados, esta línea registró a Jun12 una pérdida de US\$23,0 millones vs. una pérdida de US\$4,5 millones a Jun11.

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 un ingreso a Jun12 de US\$13,8 millones, producto principalmente de la apreciación 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 2011 y al 30 de junio de 2012.

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

	dic-11	jun-12
Activos corrientes	771,2	796,0
Efectivo y equivalentes al efectivo	295,8	255,8
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	214,1	196,2
<i>Ventas normales</i>	157,0	131,6
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	0,4	0,0
<i>Deudores varios</i>	56,6	64,6
Activos por impuestos corrientes	182,7	251,5
Otros activos corrientes	78,7	92,4
Activos no corrientes	4.848,3	5.039,5
Propiedades, planta y equipo, neto	4.594,7	4.751,1
Otros activos	253,6	288,4
TOTAL ACTIVOS	5.619,5	5.835,5
Pasivos corrientes	338,9	441,5
Pasivos no corrientes	1.818,3	1.942,5
Patrimonio neto	3.462,2	3.451,5
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.619,5	5.835,5

Efectivos y Equivalentes al efectivo: el rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$255,8 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$257,2 millones. Durante el periodo Enero-Junio 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 parcialmente compensado por 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\$196,2 millones, una disminución de US\$17,8 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\$251,5 millones al cierre de Jun12, un aumento de US\$68,8 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\$92,4 millones a Jun12, un aumento de US\$13,8 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\$4.751 millones al cierre de Jun12, un aumento de US\$156,4 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\$441,5 millones, un aumento de US\$102,6 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, por el efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF cuando son contabilizados en dólares, 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\$1.943 millones al cierre de Jun12, un incremento de US\$124,2 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 en menor medida al efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF cuando son contabilizados en dólares. 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\$3.452 millones, un leve incremento de 0,3% durante el periodo Enero-Junio 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	jun-11	jun-12
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2.17	1.80
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2.00	1.69
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0.67	0.69
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	17.88%	18.52%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	82.12%	81.48%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	-1.98	-1.90
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas despues de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	-1.30%	-0.32%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	-0.79%	-0.19%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	-0.85%	-0.21%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Jun12 más el patrimonio a Jun11 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Jun12 más el total de activo a Jun11 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Jun12 más el total de Propiedad, planta y equipo a Jun11 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		
jun-11	jun-12		2T11	1T12	2T12
554,5	295,8	Efectivo Equivalente Inicial	441,2	295,8	203,0
13,1	(24,5)	Flujo Efectivo de la Operación	(26,7)	(10,1)	(14,4)
(21,4)	222,0	Flujo Efectivo de Financiamiento	9,2	18,9	203,0
(194,4)	(243,8)	Flujo Efectivo de Inversión	(79,9)	(110,0)	(133,8)
(202,7)	(46,4)	Flujo Neto del Período	(97,4)	(101,2)	54,8
0,2	6,4	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	8,2	8,4	(2,0)
352,0	255,8	Efectivo Equivalente Final	352,0	203,0	255,8

Las actividades de la operación durante el 2T12 generaron un flujo neto negativo de US\$14,4 millones en comparación al flujo neto negativo de US\$10,1 millones del 1T12.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto negativo a Jun12 de US\$24,5 millones, el que se explica principalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$899 millones, parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$841 millones, desembolsos por gastos financieros netos de US\$35 millones, pagos de impuestos por US\$12 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 positivo de US\$203,0 millones durante el 2T12.

En términos acumulados, las actividades de financiamiento generaron un flujo neto positivo a Jun12 de US\$222,0 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\$116 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\$133,8 millones durante el 2T12, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, particularmente dado por el proyecto Angostura, por US\$129,8 millones (vs. US\$103,8 el 1T12), y aportes entregados a la coligada HidroAysén por US\$4,0 millones (vs. US\$5,1 el 1T12).

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$243,8 millones a Jun12. Este se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos por US\$233,6 millones y aportes entregados a la coligada HidroAysén por US\$9,1 millones.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.620 MW, conformada por 1.347 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 debe aumentar la producción de unidades térmicas con petróleo diesel o incrementar las compras de energía en el mercado spot a costos marginales marcados por esta misma tecnología.

6.1 Perspectiva de mediano plazo

Los resultados operacionales de la Compañía al primer semestre de 2012 aún muestran la debilidad exhibida durante el año 2011, principalmente por la secuencia de dos años hidrológicos secos en el SIC (Sistema Interconectado Central) que en conjunto configuran uno de los períodos bi-anales más secos de la historia hidrológica. El menor aporte hidráulico se tradujo en mayor generación térmica con diesel y gas a costos más elevados. Sin perjuicio de lo anterior, la condición hidrológica mostró señales de mejoría a partir de fines de mayo lo que permitió mejorar sustancialmente el aporte hidráulico durante el mes de junio. A modo de referencia, la generación hidro de Junio fue de 584 GWh vs. el promedio del periodo Enero-Mayo de 407 GWh/mes. Si consideramos la generación hidro de junio como una referencia de valor mensual para el 2T12 más la producción de Santa María, la generación base habría representado el 97% de los compromisos contractuales del periodo.

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 en servicio de la central térmica a carbón Santa María I, cuya puesta en marcha ha experimentado 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, 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 la 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. Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías 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. A raíz del atraso en la puesta en operación de dicha central, ha aumentado 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 se debe 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 término 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 por la evolución de las condiciones hidrológicas y por las condiciones de operación de la central Santa María. Respecto a la hidrología, esta presentó una evolución favorable a finales de mayo y durante junio, registrándose relevantes precipitaciones en las cuencas más relevantes de Colbún (Maule, Laja y Lago Chapo). Sin perjuicio de lo anterior, dada las menores precipitaciones registradas en julio, aun no podemos afirmar que hemos alcanzado valores de un año promedio. Respecto al segundo factor, la generación de Santa María, durante los meses de mayo y junio alcanzó altos niveles de generación (189 y 200 GWh, respectivamente). Durante parte del mes de julio la central estuvo detenida mientras se realizaban ajustes y reparaciones menores. Según la última comunicación enviada al CDEC, la central se entregaría y declararía en fase de explotación comercial a mediados de agosto.

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.

De esta manera, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

- **Proyecto Santa María I (342 MW):** este proyecto está en el final de su etapa de pruebas. Todos los equipos están operativos, habiéndose realizado pruebas funcionales, y se continúa calibrando algunos parámetros de operación. Durante el trimestre se generaron 428 GWh. Es necesario recordar que la planta sincronizó por primera vez el día 17 de septiembre de 2011 y como se aprecia, la etapa de comisionamiento ha sido más extensa de lo que Colbún estimó inicialmente dado lo establecido en el contrato EPC y el estándar en este tipo de proyectos. Este mayor tiempo se agrega a los importantes atrasos ya acumulados durante la construcción del proyecto y que se explican principalmente por los incumplimientos del consorcio contratista a cargo de la construcción de la central bajo la modalidad EPC, derivados de un desempeño y comportamiento deficiente, razones entre otras que estuvieron en consideración cuando el día 9 de mayo Colbún puso término anticipado al contrato con el consorcio.
- **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 de hormigón rodillado y se trabaja en la instalación de los dispositivos hidráulicos en la casa de máquina 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 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 el segundo semestre del 2012. 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 50% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidroeléctricas, 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 comprar pequeños volúmenes de energía en el mercado spot para el suministro de sus compromisos con clientes. 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.

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 GNL 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 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 de suministros.

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 están 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. Actualmente el Arbitraje está en trámite de citación a las partes para una audiencia de fijación de Bases de Procedimiento.

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 considera 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. Sin perjuicio de lo anterior, Colbún estudia los mecanismos legales y judiciales para permitir el restablecimiento del orden jurídico habitual.

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) 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.

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.

En términos de calce de monedas el balance actual de la compañía presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" en pesos se traduce en un resultado por diferencia de cambio de aproximadamente US\$5,2 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

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	30.06.2012
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\$150 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 Jun12 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-. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía clasificación de riesgo internacional A 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.

En el mes de junio Colbún suscribió una serie de créditos bilaterales por un total de US\$160 millones y vencimiento *bullet* a 3 años, que permitieron fortalecer la posición de liquidez de la Compañía. Así, a Jun12 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$255,8 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 (se aumentó en UF 3 millones durante 2T12), (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.