

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONSOLIDADOS AL 31 DE MARZO DE 2013

1. SINÓPSIS DEL PERIODO

- ✓ La compañía presentó en el primer trimestre de 2013 (1T13) una **ganancia de US\$24,4 millones** (vs. una ganancia de US\$9,2 millones el 1T12 y una ganancia de US\$55,6 millones el 4T12).
- ✓ El **EBITDA** del 1T13 alcanzó **US\$89,2 millones**, un incremento de más de tres veces el EBITDA de US\$27,4 millones del 1T12 y una disminución de 22,7% en comparación con el EBITDA de US\$115,4 millones del 4T12. El incremento con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por una posición comercial más balanceada y una mejora en la estructura de costos (más generación térmica con carbón y gas natural en condiciones más competitivas). La disminución respecto al último trimestre del año 2012, se explica principalmente por la caída en la generación hidroeléctrica durante el periodo, que normalmente ocurre durante los primeros meses del año como consecuencia del término del periodo de deshielo.
- ✓ El **resultado no operacional** presentó una **pérdida de US\$29,5 millones** (vs. una pérdida de US\$3,4 millones el 1T12 y una pérdida de US\$16,7 millones el 4T12) impactado por un cargo no recurrente debido a un siniestro en la Central Nehuenco explicado más adelante. Los **impuestos** en tanto, registraron un **ingreso de US\$5,1 millones** (vs. un ingreso de US\$16,3 millones el 1T12 y una pérdida de US\$3,6 millones el 4T12).
- ✓ Las **ventas físicas a clientes bajo contrato** durante el 1T13 alcanzaron 2.569 GWh, un 10,7% menor a las ventas físicas bajo contrato de igual periodo del año anterior, explicado principalmente por menores ventas a clientes libres. En el mes de Marzo entró en vigencia un nuevo contrato con Codelco, que releva el contrato con este mismo cliente libre que había finalizado en Marzo de 2012. Cabe destacar que este nuevo contrato considera las actuales condiciones de mercado y estructura de costos de Colbún.
- ✓ La **generación hidráulica** del 1T13 alcanzó 1.052 GWh, un 26,2% inferior a lo generado en 1T12. Esta disminución se debe principalmente a un menor despacho de la central Colbún durante el periodo producto del programa de operaciones del CDEC. Sin embargo, la energía embalsada al cierre del 1T13, considerando el embalse Colbún y el Lago Chapo, es mayor a la misma fecha del año anterior (399 GWh a Mar13 vs. 345 GWh a Mar12).
- ✓ La **generación a carbón** durante el trimestre fue de 732 GWh, un incremento en comparación a los 145 GWh del 1T12, periodo en que la central Santa María I aun se encontraba en fase de prueba. Considerando la generación base (hidroeléctrica y térmica a carbón), esta representó un 69% de los compromisos propios contractuales durante el 1T13 (vs. 55% del 1T12 y un 82% del 4T12). El remanente no cubierto por la generación base se cubrió en su mayoría con generación térmica con gas natural.
- ✓ El **proyecto hidroeléctrico Angostura** (316 MW) trabaja simultáneamente en todos los frentes: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. A la fecha continúa en plena construcción la presa en su fase de hormigón armado tradicional donde se instalarán las compuertas de seguridad, y se continúa avanzando en la instalación de los dispositivos hidráulicos de las tres turbinas que albergará la casa de máquinas subterránea. Se espera

efectuar el llenado del embalse durante el tercer trimestre de 2013, para luego poner la central en servicios hacia fines de año. Una vez completado el proyecto, será la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

- ✓ El **proyecto hidroeléctrico San Pedro** (150 MW) no presenta grandes novedades respecto a lo informado el trimestre anterior. Se continúa con el análisis de los resultados de casi dos años de estudios en conjunto con el panel de expertos del proyecto.
- ✓ El día 14 de Marzo, la **central térmica de Ciclo Combinado Nehuenco II** presentó una salida intempestiva producto de una avería que causó daños principalmente en la turbina de gas. A la fecha, el fabricante General Electric ya ha comenzado las labores de reparación que consisten principalmente en el reemplazo del rotor y compresor. Se estima que la duración de estas reparaciones estará -dentro del plazo informado al CDEC- de 145 días contados a partir del 01 de Abril. Producto de los daños, en el trimestre se registran, de acuerdo a las normas contables, US\$18,6 millones en la línea de "Otras pérdidas no operacional" por concepto de deterioro de activos. La Compañía cuenta con seguros que cubren tanto el daño físico como la pérdida de beneficio, con deducibles estándares. Actualmente el proceso de liquidación se encuentra en curso. Es importante señalar que el gas natural contratado para la operación de la unidad se ha redireccionado a la central de ciclo abierto Candelaria.
- ✓ Al cierre del 1T13 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$237,6 millones**.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 1T13, 4T12 y 1T12 y los resultados acumulados a Mar12 y Mar13.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
mar-12	mar-13		1T12	4T12	1T13
361,1	367,0	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	361,1	401,5	367,0
187,8	188,7	Venta a Clientes Regulados	187,8	185,7	188,7
114,9	84,7	Venta a Clientes Libres	114,9	47,8	84,7
9,3	55,3	Ventas a otras Generadoras	9,3	92,5	55,3
37,1	37,9	Peajes	37,1	35,4	37,9
12,0	0,4	Otros Ingresos	12,0	40,2	0,4
(316,3)	(256,6)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(316,3)	(262,3)	(256,6)
(34,9)	(40,9)	Peajes	(34,9)	(38,7)	(40,9)
(47,4)	(21,7)	Compras de Energía y Potencia	(47,4)	(2,8)	(21,7)
(99,6)	(139,8)	Consumo de Gas	(99,6)	(86,7)	(139,8)
(120,4)	(8,4)	Consumo de Petróleo	(120,4)	(68,3)	(8,4)
-	(27,7)	Consumo de Carbón	-	(29,8)	(27,7)
(13,9)	(18,1)	Trabajos y Suministros de Terceros	(13,9)	(36,0)	(18,1)
44,8	110,4	MARGEN BRUTO	44,8	139,2	110,4
(12,1)	(15,0)	Gastos por Beneficios a Empleados	(12,1)	(17,8)	(15,0)
(5,3)	(6,2)	Otros Gastos, por Naturaleza	(5,3)	(6,0)	(6,2)
(31,1)	(40,4)	Gastos por Depreciación y Amortización	(31,1)	(39,5)	(40,4)
(3,7)	48,8	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	(3,7)	75,9	48,8
27,4	89,2	EBITDA	27,4	115,4	89,2
1,4	1,7	Ingresos Financieros	1,4	1,2	1,7
(4,6)	(15,2)	Gastos Financieros	(4,6)	(15,3)	(15,2)
2,2	0,5	Resultados por Unidades de Reajuste	2,2	2,0	0,5
10,3	(2,8)	Diferencias de Cambio	10,3	(2,0)	(2,8)
1,8	2,2	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,8	3,3	2,2
(14,6)	(15,9)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(14,6)	(6,0)	(15,9)
(3,4)	(29,5)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(3,4)	(16,7)	(29,5)
(7,1)	19,3	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(7,1)	59,2	19,3
16,3	5,1	Gasto por Impuesto a las Ganancias	16,3	(3,6)	5,1
9,2	24,4	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	9,2	55,6	24,4
9,2	24,4	GANANCIA (PÉRDIDA)	9,2	55,6	24,4
9,2	24,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	9,2	55,6	24,4

(*): 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 1T13 ascendió a US\$89,2 millones, un incremento significativo con respecto a los US\$27,4 millones del 1T12 y menor que los US\$115,4 millones del 4T12.

Las ventas de energía y potencia del 1T13 ascendieron a US\$328,7 millones, un aumento de 5,4% respecto a igual trimestre del año anterior. Esto se explica principalmente por mayores ventas físicas de energía a otros generadores, compensado en parte por una disminución de las ventas físicas a clientes libres producto del término de un contrato con Codelco en Mar12, suministro que entró en vigencia nuevamente recién a partir de Mar13 con un nuevo contrato.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 1T13 ascendieron a US\$256,6 millones, menores en un 18,9% a los registrados durante el 1T12, debido principalmente a un menor consumo de petróleo para la generación, lo que fue reemplazado por mayor consumo de carbón y gas natural.

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 1T13, 4T12 y 1T12 y acumulado a Mar13 y Mar12.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
mar-12	mar-13		1T12	4T12	1T13
2.935	3.081	Total Ventas Físicas (GWh)	2.935	2.945	3.081
1.721	1.790	Clientes Regulados	1.721	1.721	1.790
1.156	779	Clientes Libres	1.156	582	779
59	511	Ventas CDEC	59	642	511
1.523	1.564	Potencia (MW)	1.523	1.492	1.564

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
mar-12	mar-13		1T12	4T12	1T13
2.911	3.055	Total Generación (GWh)	2.911	3.009	3.055
1.426	1.052	Hidráulica	1.426	1.167	1.052
690	1.243	Térmica Gas	690	747	1.243
650	28	Térmica Diesel	650	374	28
145	732	Térmica Carbón	145	721	732
72	82	Compras CDEC	72	0	82

Mix de Generación

El 1T13 se caracterizó por presentar un debilitamiento de los afluentes hídricos fenómeno propio de la estacionalidad, donde los meses de verano marcan el fin de la época de deshielos, y sumado al efecto de tres años consecutivos muy secos. Sin embargo, la escasez hídrica fue suplida por generación térmica eficiente con carbón, en conjunto con gas natural (en condiciones más competitivas que en años anteriores). Ambos efectos señalados, sumado a la mayor capacidad térmica a carbón presente a nivel de sistema, ayudaron a reducir considerablemente la generación térmica en base a diesel respecto a igual periodo del año pasado.

Con respecto al mix de generación del 1T13, el 69,4% de los compromisos comerciales fue cubierto con generación base eficiente: hidro y carbón (vs. 54,6% del 1T12 y 81,9% del 4T12). El restante de los compromisos fue abastecido mayoritariamente con generación a gas natural. Adicionalmente, la Compañía tuvo ventas netas en el mercado CDEC por 429 GWh (vs. compras netas 13 GWh el 1T12 y ventas netas de 642 GWh el 4T12).

La generación hidroeléctrica disminuyó en un 26,2% respecto al 1T12 y en un 9,9% respecto al 4T12. A su vez, la generación térmica con carbón aumentó en más de cinco veces en relación al 1T12, producto que en ese periodo la central Santa María I todavía se encontraba en fase de pruebas; y aumentó levemente respecto al 4T12, demostrando gran estabilidad en su operación.

La generación térmica con gas natural aumentó en un 80,2% y un 66,3% en relación al 1T12 y 4T12 respectivamente. Cabe recordar que a fines del 2012 se alcanzaron dos acuerdos de suministro de gas natural. El primer acuerdo es uno de mediano plazo con Metrogas S.A., el cual contempla el suministro para una unidad de ciclo combinado de nuestro Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Abril, de los años 2013, 2014 y 2015. Este acuerdo también contempla opciones para nominar suministro en ciertos periodos durante estos años. El segundo acuerdo, es uno de corto plazo con Enap Refinerías S.A., que contempla el suministro para la otra unidad de ciclo combinado del mismo complejo para el periodo entre Enero a Mayo de 2013. Como se mencionó anteriormente, a mediados de Marzo la Unidad II del Complejo Nehuenco presentó una falla en su turbina, por lo que a la fecha se ha redireccionando parte del gas natural contratado a la central de ciclo abierto Candelaria.

Por último, la generación térmica con diesel disminuyó considerablemente en 95,7% y 92,5% en relación al 1T12 y 4T12 respectivamente, debido al menor despacho de nuestras centrales que operan con este combustible producto de una mayor generación a carbón en el sistema durante el periodo.

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 1T13, ascendieron a US\$367,0 millones, un 1,6% mayor con respecto al 1T12 y un 8,6% menor a los registrados el 4T12. Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

Clientes Regulados: Las ventas a clientes regulados alcanzaron US\$188,7 millones el 1T13, en línea con los del 1T12 y 4T12. Las leves variaciones en términos monetarios se explican por un leve crecimiento en las ventas físicas, compensado por un menor precio monómico promedio.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$84,7 millones el 1T13, menor en 26,3% con respecto al 1T12 y un 77,0% mayor con respecto al 4T12. La disminución en relación al mismo periodo del año anterior se debe principalmente a que durante el 1T12 se tenía un contrato con Codelco vigente por el trimestre completo, versus el 1T13 donde sólo se suministró un mes a este mismo cliente, bajo un nuevo contrato que entró en vigencia en Mar13. Este

contrato estipula un consumo máximo de 2.500 GWh/año, y cabe destacar que considera las actuales condiciones de mercado y estructura de costos de Colbún. Este efecto fue levemente compensado por un mayor precio monómico promedio durante el 1T13, en comparación al mismo periodo del año anterior.

Mercado Spot: Durante el 1T13 se vendieron 511 GWh a otras generadoras a través del mercado CDEC (equivalentes a US\$55,3 millones). Durante el 1T12 se vendieron 59 GWh (equivalentes a US\$9,3 millones) en este mercado y en el 4T12 se vendieron 642 GWh (equivalentes a US\$92,5 millones). Cabe mencionar que este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$0,4 millones el 1T13, una fuerte disminución con respecto al 1T12 debido al tratamiento contable (NIC16 y NIC18) que tenía la central Santa María I en su periodo de puesta en marcha, donde el margen resultante entre las inyecciones valorizadas acumuladas a la fecha y los costos de producción acumulados, se registraba en la línea "Otros Ingresos". A partir del mes de Septiembre 2012, 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. La línea de otros ingresos ordinarios también tuvo una gran disminución respecto al 4T12, explicado principalmente por una indemnización no recurrente de US\$39,6 millones que se había registrado durante ese periodo. Cabe recordar que esta indemnización se debió a un pago de seguro por pérdidas de beneficio dado el atraso de puesta en marcha de la central Santa María I producto del terremoto de Feb10.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los *Costos de materias primas y consumibles* utilizados el 1T13 fueron de US\$256,6 millones, disminuyendo en un 18,9% con respecto a los del 1T12, y en un 2,2% con respecto al 4T12.

Costos de Combustibles: durante el 1T13 alcanzaron los US\$175,9 millones, menor en un 20,1% con respecto al 1T12 y en 4,8% con respecto al trimestre anterior. La disminución con respecto al mismo periodo del año anterior se debe a una mejora en la estructura de costos, producto de que la generación con diesel fue en gran parte desplazada por generación térmica eficiente con carbón y con gas natural en condiciones más competitivas.

Costos de Peajes: en el 1T13 alcanzan US\$40,9 millones, un aumento de 17,1% con respecto al 1T12 y de 5,7% respecto al 4T12, explicado principalmente por mayores costos por uso de líneas troncales y adicionales durante el periodo.

Costos por Trabajos y Suministros de Terceros: durante el 1T13 fueron de US\$18,1 millones, 30% mayores a los US\$13,9 millones del 1T12 producto de la entrada en operación de la central Santa María I, y un 49,8% menores a los US\$36,0 millones del 4T12, que incorporaban un efecto no recurrente por ajustes de inventario de materiales y repuestos.

Mercado Spot: durante el 1T13 se realizaron compras de energía y potencia en el mercado spot por 82 GWh, equivalentes a US\$21,7 millones, lo que significó una disminución con respecto al 1T12 (72 GWh equivalentes a US\$47,4 millones) y un incremento con respecto al 4T12 (en el cual no se registraron compras físicas de energía). Como referencia, el costo marginal promedio del sistema (medido en Alto Jahuel) durante el 1T13 fue de US\$143,2/MWh, en comparación a US\$205,7/MWh durante el 1T12 y US\$185,2/MWh el 4T12.

2.2 ANÁLISIS DE ÍTEMS NO OPERACIONALES

Los ítems no operacionales del 1T13 registraron pérdidas por US\$29,5 millones, que se compara negativamente con la pérdida de US\$3,4 millones del 1T12 y con la pérdida de US\$16,7 millones del 4T12.

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 1T13 fueron de US\$15,2 millones, en línea con los US\$15,3 millones del 4T12 y mayores respecto a los US\$4,6 millones del 1T12. La variación respecto al mismo periodo del año pasado se debe principalmente a una menor activación de gastos financieros producto del tratamiento contable de Santa María I como activo en operación a partir de Sep12.

Ingresos Financieros: los ingresos financieros durante el 1T13 alcanzaron los US\$1,7 millones, en línea con los US\$1,4 millones a los registrados el 1T12 y a los US\$1,2 millones del 4T12.

Otras Ganancias (Pérdidas): durante el 1T13 se registró una pérdida de US\$15,9 millones, comparada con la pérdida de US\$14,6 millones del 1T12 y la pérdida de US\$6,0 millones del 4T12. El 1T13 registra una pérdida no recurrente de US\$18,6 millones, por concepto de deterioro de activos producto de la falla en la turbina de la Unidad II del Complejo Nehuenco. Cabe mencionar que Colbún S.A. mantiene vigentes seguros de cobertura de todo riesgo de bienes físicos y perjuicios por paralización, que incluye avería de maquinaria. La póliza contempla como es habitual, deducibles estándares. Actualmente el proceso de liquidación se encuentra en curso.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio generada durante el 1T13 registró una pérdida de US\$2,8 millones, en comparación a la ganancia de US\$10,3 millones registrado el 1T12 y a la pérdida de US\$2,0 millones el 4T12. Esta línea estuvo determinada principalmente por la redenominación de los préstamos en pesos y en unidades de fomento a dólares. La Compañía presenta actualmente una posición casi calzada entre activos y pasivos denominados en pesos o unidades de fomento.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: el impuesto a las ganancias presenta un ingreso a Mar13 de US\$5,1 millones, producto del reverso del impuesto diferido del componente dado de baja producto del siniestro en la central Nehuenco II y al efecto positivo que tiene la apreciación en términos reales del tipo de cambio (CLP/USD) dado que el activo fijo tributario es llevado en pesos chilenos.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de Diciembre de 2012 y al 31 de Marzo de 2013.

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

	dic-12	mar-13
Activos corrientes	676,8	638,7
Efectivo y equivalentes al efectivo	217,7	237,6
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	184,9	172,6
<i>Ventas normales</i>	121,7	154,0
<i>Deudores varios</i>	63,2	18,6
Activos por impuestos corrientes	146,6	118,7
Otros activos corrientes	127,6	109,8
Activos no corrientes	5.326,6	5.363,1
Propiedades, planta y equipo, neto	4.904,2	4.933,2
Otros activos no corrientes	422,4	429,9
TOTAL ACTIVOS	6.003,4	6.001,8
Pasivos corrientes	550,8	552,5
Pasivos no corrientes	1.939,8	1.908,1
Patrimonio neto	3.512,8	3.541,3
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.003,4	6.001,8

Efectivos y Equivalentes al Efectivo: el rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$237,6 millones a Mar13, un aumento en casi US\$20 millones respecto a Dic12 producto de flujos provenientes de actividades de operación y del pago indemnizatorio del seguro reconocido en Dic12, compensados en parte por los desembolsos producto de los proyectos de inversión que actualmente lleva a cabo la Compañía.

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar: el rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$172,6 millones en Mar13, una disminución de US\$12,3 millones con respecto al cierre del año anterior. Este se explica principalmente por el ingreso durante el 1T13 del pago indemnizatorio de seguro reconocido en Dic12. El pago realizado totalizó US\$56 millones, que incluye los conceptos de daño físico y atrasos de la central Santa María I producto del terremoto de Feb10. Cabe señalar, que hemos reclasificado para efectos comparativos US\$17,9 millones de "Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar" a "Otros activos corriente" en los estados financieros al 31.12.2012.

Activos por Impuestos Corrientes: las activos por impuestos corrientes registran un saldo de US\$118,7 millones al cierre de Mar13, una disminución de US\$27,9 millones con respecto al cierre del año 2012, lo cual se debe principalmente a reembolsos solicitados bajo el artículo 27 Bis del DL825, donde parte del IVA crédito que se ha estado acumulando producto de los desembolsos de proyectos que la Compañía se encuentra realizando son recuperados en forma anticipada. Cabe señalar, que hemos reclasificado para efectos comparativos US\$111,8 millones

de "Activos por Impuestos Corrientes" a "Activos por Impuestos no Corrientes" en los estados financieros al 31.12.2012, dado que hay una porción de IVA que se estima recuperar después de 12 meses.

Propiedades, planta y equipo, neto: registró un saldo de US\$4.933 millones al cierre de Mar13, un aumento de US\$29,1 millones con respecto a Dic12, explicado principalmente por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía (particularmente el proyecto Angostura), efecto que es parcialmente compensado por la depreciación del periodo y por el reconocimiento de un deterioro de activos asociado a la Unidad II del Complejo Nehuenco explicado anteriormente.

Pasivos Corrientes: los pasivos corrientes en operación alcanzaron a US\$552,5 millones, en línea con los US\$550,8 millones al cierre en Dic12. Durante el 1T13 se amortizó parte de una deuda bancaria en pesos, cuyo monto fue compensado por el traspaso de la porción de largo plazo a la de corto plazo de una amortización relacionada al mismo crédito.

Pasivos No Corrientes: los pasivos no corrientes en operación totalizaron US\$1.908 millones al cierre de Mar13, una disminución de US\$31,8 millones en comparación a Dic12. Esta variación se debe principalmente al traspaso desde la porción de largo plazo a la porción de corto plazo de una amortización del crédito mencionado anteriormente.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.541 millones, un incremento de 0,8% durante el 1T13.

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	mar-12	dic-12	mar-13
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	1,91	1,23	1,16
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	1,78	1,10	1,07
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,64	0,71	0,69
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	18,03%	22,11%	22,45%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	81,97%	77,89%	77,55%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	-0,56	4,47	2,27
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	0,26%	1,40%	0,70%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	0,16%	0,83%	0,42%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	-0,08%	3,09%	1,02%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Mar13 más el patrimonio a Mar12 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Mar13 más el total de activo a Mar12 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Mar13 más el total de Propiedad, planta y equipo a Mar12 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		
mar-12	mar-13		1T12	4T12	1T13
295,8	217,7	Efectivo Equivalente Inicial	295,8	281,1	217,7
(10,1)	135,5	Flujo Efectivo de la Operación	(10,1)	100,1	135,5
18,9	(17,6)	Flujo Efectivo de Financiamiento	18,9	(37,9)	(17,6)
(110,0)	(99,9)	Flujo Efectivo de Inversión	(110,0)	(124,5)	(99,9)
(101,2)	17,9	Flujo Neto del Periodo	(101,2)	(62,2)	17,9
8,4	2,0	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	8,4	(1,1)	2,0
203,0	237,6	Efectivo Equivalente Final	203,0	217,7	237,6

Las actividades de la operación durante el 1T13 generaron un flujo neto positivo de US\$135,5 millones que se compara positivamente con el flujo neto de US\$100,1 millones del 4T12. Este aumento se explica principalmente por el ingreso durante el 1T13 del pago indemnizatorio de seguro reconocido en Dic12.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto negativo de US\$17,6 millones durante el 1T13, que se explica principalmente por la amortización de un crédito local en pesos, lo que fue parcialmente compensado por actividades de financiamiento de corto plazo.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$99,9 millones durante el 1T13, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos por US\$92,3 millones, y por aportes (US\$2,8 millones) y préstamos (US\$4,9 millones) entregados a la coligada Hidroaysén.

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 20% del mercado en términos de capacidad instalada.

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

6.1 Perspectiva de mediano plazo

Los resultados operacionales de la Compañía durante el primer trimestre de este año 2013 presentan una mejora significativa con respecto al primer trimestre de los años 2011 y 2012. A pesar de persistir una condición hidrológica extremadamente seca, la mejora con respecto a los años anteriores se explica por el aporte de nuestra central a carbón Santa María I y por el acceso a gas natural en condiciones más competitivas que reemplazaron generación en base a diesel.

Cabe recordar que a fines del 2012 se alcanzaron dos acuerdos de suministro de gas natural. El primero, con Metrogas S.A. es un acuerdo de mediano plazo que contempla el suministro para una unidad de ciclo combinado de nuestro Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Abril, para los años 2013, 2014 y 2015. Este acuerdo también contempla opciones para nominar suministro en ciertos periodos durante estos años. El segundo, con Enap Refinerías S.A. es un acuerdo de corto plazo que contempla el suministro para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Mayo de 2013.

El día 14 de Marzo, la central térmica de Ciclo Combinado Nehuenco II presentó una salida intempestiva producto de una avería que causó daños principalmente en la turbina de gas. A la fecha, el fabricante General Electric ya ha comenzado las labores de reparación que consisten principalmente en el reemplazo del rotor y compresor. Se estima que la duración de estas reparaciones estará -dentro del plazo informado al CDEC- de 145 días contados a partir del 01 de Abril. La Compañía cuenta con seguros que cubren tanto el daño físico como la pérdida de beneficio, con deducibles estándares. Actualmente el proceso de liquidación se encuentra en curso. Es importante señalar que el gas natural contratado para la operación de la unidad se ha redireccionado a la central de ciclo abierto Candelaria.

Actualmente, la Compañía se encuentra en una posición balanceada entre compromisos comerciales y su capacidad de producción propia competitiva, considerando incluso una situación hidrológica adversa. A partir de Marzo entró en vigencia un nuevo contrato de suministro con Codelco. Este estipula una demanda máxima de 2.500 GWh/año y releva el contrato con este mismo cliente libre que había finalizado en Mar12. Cabe destacar que este nuevo contrato considera las actuales condiciones de mercado y la estructura de costos de Colbún.

Respecto a la política comercial de la Compañía, ésta procura un nivel de contratación que se adecúe a su capacidad de generación competitiva, esto es, la capacidad de generación hidráulica disponible en condiciones media a secas 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 y con mecanismos de mitigación de riesgos de precios en periodos de transición (entrada de nuevos contratos/construcción de nuevos proyectos). Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías extremadamente secas, la experiencia acumulada durante el primer trimestre del presente año, muestra una reducción importante de dichos efectos. Con todo, la política comercial no tiene como único propósito disminuir en gran medida la exposición a hidrologías secas, sino que también busca generar un perfil de márgenes comerciales en periodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción.

Los resultados de la Compañía esperados para los próximos meses, estarán determinados principalmente por el inicio de un nuevo año hidrológico, por la operación de la central Santa María I y por el acceso a gas natural con que cuenta la Compañía. Respecto al primer punto, se puede indicar que durante Abril, el primer mes del año hidrológico 2013/2014, las precipitaciones en las cuencas de generación hidroeléctrica de Colbún han sido muy inferiores a las de un año normal. Respecto a Santa María I, ésta ha operado la mayor parte del tiempo en forma confiable con algunas detenciones menores, alcanzado una generación de 732 GWh durante el primer trimestre del año.

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 (como el de Codelco ya mencionado).

6.2 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene en ejecución un plan de desarrollo consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo 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:

Proyectos en Construcción

- Proyecto Angostura (316 MW): este proyecto hidroeléctrico aprovechará los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente sigue avanzando simultáneamente en todos los frentes: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. A la fecha continúa en plena construcción la presa en su fase de hormigón armado tradicional donde se instalarán las compuertas de seguridad, y se continúa avanzando en la instalación de los dispositivos hidráulicos de las tres turbinas que albergará la casa de máquinas subterránea. Se espera efectuar el llenado del embalse durante el tercer trimestre de 2013, para luego poner la central en servicios hacia fines de año. Una vez completado el proyecto, será la central

hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

Proyectos en Desarrollo

- Proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW): este proyecto concluyó la ejecución de la campaña de prospecciones y estudios de terreno realizado en 2011-2012. Se están consolidando los resultados y se están realizando algunos estudios adicionales para definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles. Dada la información recabada a la fecha se estima que esta etapa se prolongará hasta el segundo trimestre de 2013. El cronograma de la construcción del proyecto se podrá determinar una vez terminada esta etapa.
- Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW): este proyecto, ubicado en la comuna de San Clemente, aprovechará energéticamente las aguas del río Maule. El proyecto, que califica como central mini-hidro ERNC, obtuvo su Resolución de Calificación Ambiental en Noviembre de 2011. Posteriormente se realizaron optimizaciones al proyecto las cuales fueron ingresadas al SEA en Diciembre de 2012 vía Declaración de Impacto Ambiental.
- Proyecto térmico a carbón Santa María II (342 MW): Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la primera unidad en operación. Actualmente se estudian las eventuales modificaciones requeridas por la nueva norma de emisiones promulgada en 2011. Asimismo se están analizando las dimensiones técnicas, medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su desarrollo.
- Terminal flotante de regasificación de GNL (*FSRU-floating storage regasification unit*): la Compañía se encuentra desarrollando los estudios de factibilidad técnica, ambiental y económica de un proyecto de regasificación de GNL para así poder acceder a los mercados internacionales de gas natural y disponer de este combustible en condiciones flexibles y competitivas para la operación de las centrales de ciclo combinado de la Compañía.

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 desde hace casi 2 años ante el Consejo de Ministros tanto del titular del proyecto como de opositores a él. Si bien Hidroaysén se encontraba en el proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de la ingeniería y de difusión del proyecto de transmisión, con fecha 30 de Mayo de 2012 el Directorio de Colbún decidió recomendar en las instancias correspondientes de Hidroaysén S.A. la suspensión indefinida del ingreso del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de transmisión en vista a que mientras no exista una política nacional que cuente con amplio consenso y otorgue los lineamientos de la matriz energética que el país requiere, Colbún estima que no están dadas las condiciones para desarrollar proyectos energéticos de esta magnitud y complejidad.

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

En este sentido, dadas las condiciones hidrológicas de los últimos tres años, en diversas instancias se han perfeccionado acuerdos de compra de gas natural para operar los ciclos combinados. Estos acuerdos consideran un cierto grado de flexibilidad, que permite el uso de dicho combustible en ciclos abiertos.

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

plazo se están estudiando varias alternativas.

6.4.2. Riesgo de precios de los combustibles

Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras muy 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. Parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles.

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

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

6.4.4 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 de la Compañía, pues significa aplazar la puesta en marcha de centrales de generación competitivas por un tiempo indeterminado y reemplazar su producción por mayor generación con petróleo diesel, o en su defecto por mayores compras en el mercado spot.

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

Adicionalmente la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas 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.

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.

Estimamos que lo importante es desarrollar nuevas iniciativas que permitan perfeccionar el marco regulatorio en aspectos que han mostrado cierto grado de debilidad tal como la incertidumbre en la construcción de líneas de transmisión y recientemente la falta de iniciativas de nuevos proyectos de generación de capacidades relevantes.

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

Suministros forzosos: Las dificultades financieras y el posterior proceso de quiebra de la empresa generadora Campanario Generación S.A., dio origen a una serie de hechos que tienen relación con el marco regulatorio. En efecto, esta situación 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 reasignación forzada, por disposición de la SEC, de los suministros regulados comprometidos por Campanario a SAESA y CGED. Esta decisión unilateral de la autoridad ha significado 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. A juicio de Colbún, dado que la reasignación forzada fue decretada por la SEC como medida de emergencia y de carácter transitoria, es necesario que se someta a licitación nuevamente el suministro de CGED que no está amparado por un contrato, tal como efectivamente fue licitado y adjudicado el suministro de SAESA durante el año 2012.

Suministros no cubiertos por contratos: en el mes de Diciembre de 2012 se detectó una situación anormal que afecta a cuatro empresas distribuidoras. Los consumos reales de esas distribuidoras excedieron en 89 GWh los bloques de energía contratados por ellas mismas para el año 2012. Esto ha provocado una situación anormal ya que el CDEC-SIC provisionalmente ha asignado estos suministros a todos los generadores del SIC a prorrata de la energía que inyectaron éstos al sistema en Diciembre de 2012 considerando como precio el costo marginal de cada punto de retiro. A esta fecha las distribuidoras no han pagado dichos suministros habiendo rechazado las facturas (particularmente a Colbún se le adeuda US\$ 3,8 millones) y la SEC inició a comienzo del 2013 un proceso de investigación de la situación, sin existir a la fecha un pronunciamiento al respecto.

Nuevas normas sectoriales: El 31 de Diciembre de 2012, se publicó el reglamento que regula los servicios complementarios. Este reglamento, que se tramitó durante largo tiempo, otorga facultades para que los CDECs decidan la instalación forzosa de equipamiento en el sistema, la que debe ser acatada por los participantes en dicho mercado. Adicionalmente este reglamento no genera las señales que permiten transferir hacia los consumidores los costos reales asociados a la prestación de estos servicios. La legislación comparada permite identificar sistemas donde se transan estos servicios a valor de mercado, por lo que en esta oportunidad nuestra regulación estaría introduciendo un cierto grado de distorsiones sobre el sector eléctrico. En cuanto a las futuras modificaciones al reglamento y funcionamiento de los CDECs,

actualmente en revisión, si bien la Compañía ve espacios para mejorar la gestión técnica de estos organismos, piensa que las modificaciones propuestas pueden potencialmente entorpecer en cierto modo sus funciones.

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

ERNC: 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 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	31.03.2012	31.03.2013
Fija	100%	89%
Variable	0%	11%
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 prepagado en Febrero del año 2010. Estos instrumentos tienen un nocional de US\$50 millones y vencen en Agosto de este año.

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 Mar13 las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales e internacionales; los primeros con clasificación de riesgo local igual o superior a AA- y los extranjeros con clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Respecto a los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a BBB o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local AA- o superior.

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 Mar13 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$237,6 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio menor a 90 días. Asimismo, la compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 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.