

## ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 31 DE MARZO DE 2014

### 1. SINOPSIS DEL PERÍODO

---

■ La Compañía presentó en el primer trimestre de 2014 (1T14) una **ganancia de US\$51,5 millones** (vs. una utilidad de US\$24,4 millones el 1T13 y de US\$6,9 millones el 4T13).

■ El **EBITDA** del 1T14 alcanzó **US\$119,8 millones**, que se compara positivamente tanto con el EBITDA de US\$89,2 millones del 1T13, como con el EBITDA de US\$106,8 millones del 4T13. El EBITDA del 1T14 incluye un ingreso no recurrente de US\$32,5 millones a consecuencia de la indemnización por el lucro cesante del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II.

■ El **resultado no operacional** del primer trimestre de 2014 presentó una **pérdida de US\$6,6 millones** (vs. una pérdida de US\$29,5 millones el 1T13 y una pérdida de US\$26,1 millones el 4T13). La pérdida del trimestre incluye un efecto negativo en la diferencia de cambio producto de la depreciación del peso respecto al dólar, junto con el deterioro de activos debido a un siniestro ocurrido en la central hidroeléctrica Blanco explicado más adelante. Ambos efectos compensados por un ingreso no recurrente debido a la indemnización por daño físico por US\$15,7 millones de la liquidación del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II.

■ Los **gastos por impuestos** ascendieron a **US\$19,6 millones** (vs. un ingreso de US\$5,1 millones el 1T13 y un gasto de US\$31,1 millones el 4T13). Este mayor gasto por impuesto respecto al trimestre anterior se debe a una mayor utilidad obtenida antes de impuestos y al efecto que tuvo la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

■ Las **ventas físicas a clientes bajo contrato** durante el 1T14 alcanzaron **3.004 GWh**, un 17% mayor a las ventas físicas bajo contrato de igual periodo del año anterior y un 5% menor al 4T13. El aumento respecto al 1T13 se explica principalmente por el nuevo contrato de suministro de largo plazo con Codelco que comenzó en Mar13, y en menor medida, por un suministro adicional de respaldo de corto plazo con este mismo cliente libre que comenzó en May13. La disminución de las ventas bajo contrato del trimestre versus el trimestre anterior se debe principalmente al vencimiento de dos contratos con clientes libres. Durante el trimestre Colbún realizó **ventas netas en el mercado CDEC por 219 GWh**, valor que incorpora la energía generada por la central Angostura en su fase de pruebas (116 GWh), en comparación a las ventas netas de 429 GWh el 1T13 y a las compras netas de 403 GWh el 4T13.

■ La **generación hidráulica** del 1T14 aumentó en un 5% respecto al 1T13 y disminuyó en un 23% respecto al 4T13 alcanzando 1.109 GWh. El aumento respecto al 1T13 se debe principalmente a la generación de 116 GWh del proyecto Angostura durante su periodo de pruebas previo a su entrada en operación comercial, compensado con la indisponibilidad de la central Blanco por el siniestro ocurrido en Ene14. La menor generación hidroeléctrica respecto al 4T13 se debe al debilitamiento de los afluentes hídricos propio de la estacionalidad de los meses de verano por el fin del periodo de deshielo.

■ La **generación a carbón** durante el 1T14 fue de 706 GWh, un 4% inferior al 1T13 y un 19% superior en comparación al 4T13. La disminución respecto al 1T13 se debe principalmente a que durante el presente año esta unidad ha estado algunos días indisponible por mantenimientos correctivos menores. El aumento respecto al trimestre anterior es producto de un mantenimiento mayor programado de 19 días realizado en Oct13.

■ La **generación a gas natural** aumentó un 9% respecto al 1T13 y un 74% comparado al 4T13, explicado por mayor acceso a este combustible para las dos unidades de ciclo combinado del complejo Nehuenco durante el periodo a consecuencia de los contratos de suministro de gas vigentes con Enap Refinerías S.A. y Metrogas S.A. Adicionalmente durante este trimestre la compañía negoció suministro adicional con ENAP para abastecer una unidad de ciclo combinado durante los meses de Abril a Junio de 2014.

■ El **proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW)** inició su operación comercial durante abril. El día 01 de abril se entregaron las unidades 1 (135 MW) y 3 (46 MW) al CDEC para su entrada en operación comercial, mientras que la unidad 2 (135 MW) fue entregada para operación comercial el día 25 del mismo mes. En lo que va del año 2014, esta unidad ha mostrado un nivel generación estable durante su fase de pruebas, alcanzando los 116 GWh al 31 de Mar14. Angostura es la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

■ El **proyecto hidroeléctrico San Pedro (144 MW)** ha concluido el análisis de las prospecciones y estudios de terreno recopilados durante los últimos 2 años. Con estos antecedentes se está finalizando la etapa de ingeniería de las adecuaciones y optimizaciones que los expertos consultados han recomendado, las que no afectan los principales parámetros ambientales del proyecto ya aprobado. Durante el primer semestre, se iniciará un proceso de información de estas modificaciones a las autoridades e instituciones nacionales y regionales competentes, y también se someterán estos cambios a un proceso de socialización con la comunidad durante el segundo semestre del año, previo a ingresarlos al Sistema de Evaluación Ambiental.

■ La **Central Blanco (60 MW)**, ubicada en la cuenca del río Aconcagua, registró una falla el día 12 de enero cuyo origen está en proceso de determinación. Dicha falla provocó daños en el equipamiento del generador-turbina y equipos anexos, lo que la ha mantenido fuera de operación. Dada la magnitud de los daños aún no es posible determinar con total certeza la fecha de puesta en marcha de esta central. Producto de una estimación preliminar del daño físico, y de acuerdo a las normas contables, en el trimestre se registran US\$7,0 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.

■ Al cierre del 1T14 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$208,3 millones**.

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 1T14, 4T13 y 1T13 y los resultados acumulados a Mar14 y Mar13.

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

mar-13	mar-14		1T13	4T13	1T14
<b>367,0</b>	<b>413,2</b>	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>367,0</b>	<b>349,6</b>	<b>413,2</b>
188,7	166,0	Ventas a Clientes Regulados	188,7	170,2	166,0
84,7	150,8	Ventas a Clientes Libres	84,7	130,8	150,8
55,3	1,5	Ventas otras generadoras	55,3	0,5	1,5
37,9	41,2	Peajes	37,9	36,5	41,2
0,4	53,8	Otros Ingresos	0,4	11,6	53,8
<b>(256,6)</b>	<b>(275,4)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(256,6)</b>	<b>(222,7)</b>	<b>(275,4)</b>
(40,9)	(48,9)	Peajes	(40,9)	(39,0)	(48,9)
(21,7)	(18,0)	Compras de Energía y Potencia	(21,7)	(59,0)	(18,0)
(139,8)	(143,1)	Consumo de gas	(139,8)	(69,3)	(143,1)
(8,4)	(22,9)	Consumo de Petróleo	(8,4)	(5,0)	(22,9)
(27,7)	(23,4)	Consumo de Carbón	(27,7)	(24,7)	(23,4)
(18,1)	(19,1)	Trabajos y Suministros de Terceros	(18,1)	(25,7)	(19,1)
<b>110,4</b>	<b>137,9</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>110,4</b>	<b>126,9</b>	<b>137,9</b>
(15,0)	(13,5)	Gastos por beneficios a los empleados	(15,0)	(13,9)	(13,5)
(6,2)	(4,6)	Otros gastos por naturaleza	(6,2)	(6,2)	(4,6)
(40,4)	(42,0)	Depreciación y amortizaciones	(40,4)	(42,7)	(42,0)
<b>48,8</b>	<b>77,8</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>48,8</b>	<b>64,1</b>	<b>77,8</b>
<b>89,2</b>	<b>119,8</b>	<b>E B I T D A</b>	<b>89,2</b>	<b>106,8</b>	<b>119,8</b>
1,7	1,5	Ingresos financieros	1,7	1,2	1,5
(15,2)	(10,6)	Gastos financieros	(15,2)	(12,1)	(10,6)
0,5	2,4	Resultados por unidades de reajuste	0,5	2,1	2,4
(2,8)	(8,9)	Diferencias de cambio	(2,8)	-	(8,9)
2,2	1,3	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	2,2	0,7	1,3
(15,9)	7,7	Otras ganancias (pérdidas)	(15,9)	(18,0)	7,7
<b>(29,5)</b>	<b>(6,6)</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(29,5)</b>	<b>(26,1)</b>	<b>(6,6)</b>
<b>19,3</b>	<b>71,2</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>19,3</b>	<b>38,0</b>	<b>71,2</b>
5,1	(19,6)	Gasto por impuesto a las ganancias	5,1	(31,1)	(19,6)
<b>24,4</b>	<b>51,5</b>	<b>RESULTADO DE ACT. CONTINUADAS DESPUES DE IMPTOS.</b>	<b>24,4</b>	<b>6,9</b>	<b>51,5</b>
<b>24,4</b>	<b>51,5</b>	<b>GANANCIA (PÉRD) CONTROLADORA</b>	<b>24,4</b>	<b>6,9</b>	<b>51,5</b>

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

## 2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

---

El **EBITDA del 1T14 ascendió a US\$119,8 millones**, lo que se compara positivamente con los US\$89,2 millones del 1T13, y con los US\$106,8 millones del 4T13. El aumento del EBITDA con respecto a igual trimestre del año anterior se explica principalmente porque el 1T14 incluye un ingreso no recurrente de US\$32,5 millones a consecuencia de la indemnización por el lucro cesante del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II que tuvo fuera de operación a esta planta por 132 días. Si se elimina este efecto, el EBITDA del trimestre estuvo en línea con respecto al 1T13.

Los **ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato** del 1T14 ascendieron a **US\$316,8 millones**, un aumento de 16% respecto a igual trimestre del año anterior dado por un mayor nivel de ventas físicas explicado principalmente por el nuevo contrato de suministro de largo plazo con Codelco que comenzó en Mar13, y en menor medida, por un suministro adicional de respaldo con este mismo cliente libre que comenzó en May13 y que estará vigente hasta Dic14. Este último contrato considera un suministro del orden de 80 GWh al mes y no presenta riesgo para la Compañía dado que está 100% indexado a costo marginal. Los ingresos de clientes bajo contrato aumentaron en un 5% respecto al 4T13 explicado por un mayor precio monómico promedio de ventas, dada las condiciones estipuladas en los nuevos contratos, compensado por un menor volumen de ventas físicas.

Los **costos de materias primas y consumibles** utilizados durante el 1T14 ascendieron a **US\$275,4 millones**, un 7% superior de lo registrado durante el 1T13, debido principalmente a mayor consumo de petróleo diesel, en parte compensado por menores compras en el mercado CDEC y menor consumo de carbón. Los costos de materias primas y consumibles aumentaron 24% comparado con el 4T13 dado por mayor consumo de gas y mayor consumo de petróleo diesel, compensado por menores compras en el mercado CDEC.

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 1T14, 4T13 y 1T13 y acumulado a Mar14 y Mar13.

**Tabla 2:** Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
mar-13	mar-14		1T13	4T13	1T14
<b>3.081</b>	<b>3.223</b>	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>3.081</b>	<b>3.185</b>	<b>3.223</b>
1.790	1.771	Clientes Regulados	1.790	1.708	1.771
779	1.233	Clientes Libres	779	1.469	1.233
511	219	Ventas CDEC	511	8	219
<b>1.564</b>	<b>1.757</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.564</b>	<b>1.806</b>	<b>1.757</b>

  

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
mar-13	mar-14		1T13	4T13	1T14
<b>3.055</b>	<b>3.268</b>	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>3.055</b>	<b>2.825</b>	<b>3.268</b>
1.052	1.109	Hidráulica	1.052	1.446	1.109
1.243	1.357	Térmica Gas	1.243	779	1.357
28	96	Térmica Diesel	28	8	96
732	706	Térmica Carbón	732	592	706
<b>82</b>	<b>0</b>	<b>Compras CDEC</b>	<b>82</b>	<b>411</b>	<b>0</b>

## Mix de Generación

El 1T14 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 cuatro años consecutivos de sequía. La **generación hidroeléctrica del trimestre fue un 5% superior al 1T13**, principalmente por la generación de 116 GWh del proyecto Angostura durante su periodo de pruebas previo a su entrada en operación comercial, compensado con la indisponibilidad de la central Blanco por siniestro ocurrido en Ene14. La generación hidroeléctrica fue 23% menor al 4T13 producto del debilitamiento de afluentes antes explicado.

La **generación a carbón disminuyó un 4% comparado con el 1T13** debido a que durante el presente año esta unidad ha estado algunos días indisponible por mantenimientos correctivos menores. La generación a carbón aumentó 19% comparado con el 4T13 producto de un mantenimiento mayor programado de 19 días realizado en Oct13.

La **generación a gas natural aumentó un 9% respecto al 1T13** y un 74% comparado al 4T13, explicado por el mayor acceso a este combustible para las dos unidades de ciclo combinado del complejo Nehuenco durante el periodo a consecuencia de los contratos de suministro de gas vigentes con Enap Refinerías S.A. y Metrogas S.A. Adicionalmente durante este trimestre la compañía negoció suministro adicional con ENAP para abastecer una unidad de ciclo combinado durante los meses de Abril a Junio de 2014.

La **generación propia con petróleo diesel aumentó con respecto al 1T13** (68 GWh) y al 4T13 (88 GWh) debido a la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica en el sistema durante el trimestre que hizo que algunas de estas unidades fueran despachadas. El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel durante el 1T14 fue de US\$165/MWh, un 15% superior al 1T13 y un 119% mayor que el 4T13.

Con respecto al **mix de generación** del 1T14, el 60% de los compromisos comerciales fue cubierto con generación base eficiente: hidroeléctrica y carbón (vs. 69% del 1T13 y 64% del 4T13). El restante de los compromisos fue abastecido mayoritariamente con generación a gas natural.

### **Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación**

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 1T14, ascendieron a US\$413,2 millones**, aumentando un 13% y en un 18% respecto al 1T13 y al 4T13, respectivamente.

Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

**Clientes Regulados:** Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$166,0 millones el 1T14, menores en un 12% y en un 2% con respecto al 1T13 y al 4T13. Esta disminución respecto al 1T13 se debe a un menor precio monómico promedio, y en menor medida a menores ventas físicas. La disminución respecto al 4T13 es explicada por un menor precio monómico promedio, en parte compensado por un mayor volumen de ventas.

**Clientes Libres:** Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$150,8 millones el 1T14, aumentando en 78% con respecto al 1T13 y un 15% respecto al 4T13. El incremento respecto al 1T13 se explica por un mayor volumen de ventas físicas producto de los nuevos contratos con Codelco iniciados en Mar13 y May13, y por un mayor precio monómico promedio producto de las condiciones estipuladas en el portfolio de contratos. El aumento respecto al 4T13, es producto de un mayor precio monómico promedio dado por la estructura de indexación de precios de ciertos contratos, compensado por un menor volumen de ventas físicas.

**Mercado CDEC:** Durante el 1T14 se vendieron 219 GWh al mercado CDEC equivalentes a US\$1,5 millones (vs. 511 GWh equivalentes a US\$55,3 millones en 1T13 y 8 GWh equivalentes a US\$0,5 millones en 4T13). Esta cifra incluye la generación en fase de pruebas de la central Angostura por 116 GWh. Cabe destacar que el aporte monetario de esta central por el margen resultante entre sus inyecciones y retiros valorizados, por US\$ 16,9 millones fue registrado en "Otros Ingresos".

**Peajes:** Los ingresos por peajes alcanzaron US\$41,2 millones el 1T14, aumentando en 9% y 13% respecto al 1T13 y al 4T13. Los mayores ingresos por peajes en 1T14 corresponden a mayores ingresos tarifarios asociado a la transmisión troncal.

**Otros Ingresos:** Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$53,8 millones el 1T14, en comparación a los US\$0,4 millones el 1T13 y a los US\$11,6 millones el 4T13. El 1T14 incluye US\$32,5 millones producto de la indemnización por lucro cesante asociado al seguro en el siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II que tuvo fuera de operación a esta planta por 132 días y US\$16,9 millones por el margen resultante entre inyecciones y retiros valorizados acumulados a la fecha durante el periodo de pruebas de la central Angostura. El 4T13 incluyó un ingreso de US\$9,7 millones del anticipo parcial pagado por el seguro asociado al siniestro en la central Nehuenco II en el 3T13.

## Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 1T14 fueron de US\$275,4 millones**, aumentando en un 7% y en un 24% con respecto a los costos del 1T13 y al 4T13 respectivamente.

**Costos de peajes:** en el 1T14 alcanzan a US\$48,9 millones, aumentando en un 19% y en un 25% con respecto a los del 1T13 y al trimestre anterior. Este aumento se debe principalmente a mayores gastos de peajes de transmisión troncal.

**Mercado CDEC:** Durante el 1T14 no se realizaron compras físicas de energía en el mercado spot, correspondiendo la totalidad de los desembolsos del periodo, por US\$18,0 millones, a compras de potencia producto principalmente de la reducción de potencia firme por indisponibilidad de la central Nehuenco II, que tuvo una falla durante parte del periodo de control de potencia firme (mayo a septiembre de cada año). Lo anterior representa una disminución en comparación al 1T13 y 4T13 en donde se compraron 82 GWh (US\$21,7 millones) y 411 GWh (US\$59,0 millones) respectivamente. Cabe destacar que los montos valorizados en US\$ incluyen el desembolso por potencia.

**Costos de combustibles:** Durante el 1T14 alcanzaron los US\$189,4 millones, superiores en un 8% con respecto al 1T13 y un 91% mayores que el trimestre anterior. La diferencia con respecto al mismo periodo del año anterior se debe a un aumento de generación con diesel compensada con menores desembolsos de generación en base a carbón. El aumento de costos de combustibles en relación al trimestre anterior se debe a la disminución de 23% de generación hidroeléctrica y el aumento de generación térmica con gas natural de 74% por la mayor disponibilidad de este insumo.

**Trabajos y Suministros de Terceros:** el 1T14 alcanzaron US\$19,1 millones, en comparación con los US\$18,1 millones del 1T13 y a los US\$25,7 millones del 4T13.

## 2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El **Resultado fuera de Operación del 1T14 registró pérdidas por US\$6,6 millones**, menores a las pérdidas de US\$29,5 millones del 1T13 y a las pérdidas de US\$26,1 millones del 4T13. Los principales componentes de este resultado son:

**Ingresos Financieros:** los ingresos financieros durante el 1T14 alcanzaron US\$1,5 millones, en línea a los ingresos financieros del 1T13 de US\$1,7 y al valor del 4T13 de US\$1,2 millones.

**Gastos Financieros:** los gastos financieros durante el 1T14 fueron de US\$10,6 millones, menores a los US\$15,2 millones registrados el 1T13 e inferiores a los US\$12,1 millones del 4T13. La disminución respecto al 1T13 se debe principalmente al vencimiento de un bono local en el 2T13 y a una mayor activación de gastos financieros producto de los desembolsos acumulados de la central Angostura. El menor gasto financiero respecto al 4T13 se debe a que este último presenta un aumento temporal del nivel de deuda bruta por la suscripción de un crédito bancario internacional por US\$250 millones que fue utilizado para refinanciar deuda de corto plazo.

**Diferencia de Cambio:** la diferencia de cambio durante el 1T14 registró una pérdida de US\$8,9 millones, en comparación a la pérdida de US\$2,8 millones registrada el 1T13 y al valor nulo del trimestre anterior. El resultado de esta línea se debe a una depreciación de 5% del tipo de cambio CLP/US\$ durante el 1T14 sobre un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local.



**Otras ganancias (pérdidas):** durante el 1T14 se registró en esta línea una ganancia de US\$7,7 millones, la cual incluye un ingreso no recurrente de US\$15,7 millones producto de la indemnización por daño físico de la liquidación del seguro asociado a la falla de la central térmica Nehuenco II ocurrido en Mar13. Este efecto fue compensado por la pérdida no recurrente de US\$7,0 millones por concepto de deterioro de activos producto de la falla de la central hidroeléctrica Blanco ocurrida en Ene14. Cabe mencionar que Colbún 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. La ganancia del trimestre se compara positivamente con la pérdida del 1T13 de US\$15,9 millones y con la pérdida de US\$18,0 millones del 4T13. La diferencia con respecto al 1T13 se da principalmente porque el 1T13 registra una pérdida no recurrente de US\$18,6 millones, por concepto de deterioro de activos producto de la falla en la central Nehuenco II. Por su parte, la diferencia comparada al 4T13 se debe a la reclasificación hacia el resultado operacional del anticipo parcial de US\$9,7 millones pagado por el seguro a raíz del siniestro en la central Nehuenco II en el 3T13.

**Gasto por Impuesto a las Ganancias:** presenta a Mar14 la cifra de US\$19,6 millones, producto principalmente de una mayor utilidad obtenida antes de impuestos y al efecto que tuvo la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ que 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 marzo de 2014 y al 31 de diciembre de 2013.

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

	dic-13	mar-14
<b>Activo corriente en operación</b>	744,1	756,7
Efectivo y Equivalentes al efectivo	260,5	208,3
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	328,6	378,6
<i>Ventas normales</i>	128,9	149,2
<i>Deudores varios</i>	199,7	229,4
Cuentas por cobrar impuestos corrientes	44,0	52,6
Otros activos corrientes	111,0	117,1
<b>Activos no corrientes</b>	5.313,9	5.298,4
Propiedades, planta y equipo, neto	5.033,0	5.026,1
Otros activos no corrientes	281,0	272,3
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.058,1</b>	<b>6.055,1</b>
Pasivos corrientes en operación	341,9	281,3
Pasivos no corrientes	2.159,9	2.170,9
Patrimonio neto	3.556,3	3.602,9
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>6.058,1</b>	<b>6.055,1</b>

**Efectivos y Equivalentes al efectivo:** el rubro "Efectivo y Equivalentes al Efectivo" alcanzó US\$208,3 millones, una disminución respecto al cierre del trimestre anterior debido principalmente a amortizaciones de deuda (principalmente de corto plazo) y pagos de intereses asociados a la deuda de largo plazo de la compañía.

**Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar:** el rubro "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" alcanzó US\$378,6 millones, un 15% superior a Dic13 explicado principalmente por el incremento de la cuenta "Deudores varios" que registra durante el 1T14 la liquidación indemnizatoria por US\$48,2 millones del seguro asociado al siniestro en Mar13 de la central Nehuenco II, el que incluye los conceptos de perjuicio por paralización y de daño físico.

**Activos por Impuestos Corrientes:** los activos por impuestos corrientes registraron un saldo de US\$52,6 millones al cierre de Mar14, cifra superior en un 20% a la de Dic13 explicado principalmente por mayores PPUA (Pago previsional de utilidades absorbidas), junto con un mayor PPM (Pago previsional mensual), debido a los mayores ingresos registrados durante este trimestre, en relación al trimestre anterior.

**Otros Activos Corrientes:** registraron US\$117,1 millones, lo que representa un incremento de 6% que se debe principalmente a un aumento del stock de inventarios, producto de mayores inventarios en tránsito y mayor inventario en almacén respecto al cierre de Dic13.

**Propiedades, Planta y Equipo, neto:** registró un saldo de US\$5.026 millones al cierre de Mar14, una disminución de US\$6,9 millones con respecto a Dic13, explicado principalmente por la depreciación del periodo, efecto que es parcialmente compensado por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía (principalmente el proyecto Angostura).

**Pasivos Corrientes:** los pasivos corrientes en operación alcanzaron US\$281,3 millones, disminuyendo en US\$60,6 millones en comparación al cierre de Dic13. Esta variación se explica principalmente por el pago de la última cuota de un crédito nacional de largo plazo y por una disminución de la deuda "revolving".

**Pasivos No Corrientes:** los pasivos no corrientes en operación totalizaron US\$2.171 millones al cierre de Mar14, un aumento de US\$11,0 millones en comparación a Dic13. Esta variación se debe principalmente al aumento de los pasivos por impuestos diferidos asociados a los activos fijos, producto de la depreciación del tipo de cambio en el mismo período.

**Patrimonio:** la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.603 millones, un incremento de 1,3% durante el periodo Ene14-Mar14 producto principalmente de las ganancias del periodo.

## 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-13	Dic.13	mar-14
Liquidez Corriente: Activo corriente en operación / Pasivos corrientes en operación	1,16	2,18	2,69
Razón Ácida: (Activo corriente-Inventarios-Pagos anticipados) / Pasivos corrientes en operación	1,07	1,97	2,41
Razón de Endeudamiento: (Pasivos corrientes en operación + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,69	0,70	0,68
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	22,45%	13,67%	11,47%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	77,55%	86,33%	88,53%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de impuestos + Gastos financieros) / Gastos financieros	4,28	3,37	4,76
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impto / Patrim. neto promedio	1,88%	1,78%	2,52%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (perdida) controladora / Tot. Activo promedio	1,13%	1,04%	1,49%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Prop., planta y equipo neto (Promedio)	4,24%	3,82%	4,39%

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

## 5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

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

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

mar-13	mar-14		1T13	4T13	1T14
217,7	260,4	<b>EFFECTIVO EQUIVALENTE INICIAL</b>	217,7	208,0	260,4
-	-	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	-	-	-
155,5	83,1	De la Operación	155,5	87,1	83,1
(37,7)	(83,1)	De Financiamiento	(37,7)	32,2	(83,1)
(99,9)	(48,0)	De Inversión	(99,9)	(64,2)	(48,0)
<b>17,9</b>	<b>(48,0)</b>	<b>FLUJO NETO DEL PERÍODO</b>	<b>17,9</b>	<b>55,1</b>	<b>(48,0)</b>
2,0	(4,1)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	2,0	(2,7)	(4,1)
237,6	208,3	<b>EFFECTIVO EQUIVALENTE FINAL</b>	237,6	260,4	208,3

Durante el 1T14, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$48,0 millones**, que se compara negativamente con el flujo neto positivo de US\$55,1 millones, generado durante el 4T13.

**Actividades de la operación:** durante el 1T14 generaron un flujo neto positivo de US\$83,1 millones, levemente inferior respecto con el flujo neto de US\$87,1 millones del 4T13. Respecto al mismo trimestre del año anterior de US\$155,5; este se compara negativamente debido principalmente a que el 1T13 considera el ingreso del pago indemnizatorio por US\$39,7 millones del seguro por siniestro en central Santa María Unidad I.

**Actividades de financiamiento:** generaron un flujo neto negativo de US\$83,1 millones durante el 1T14 explicado por la amortización de un crédito local, por la disminución del stock de "deuda revolving" y por los intereses pagados durante el periodo asociados a la deuda de largo plazo.

**Actividades de inversión:** generaron un flujo neto negativo de US\$48,0 millones durante el 1T14, que se compara positivamente respecto al 4T13, principalmente por las menores incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, mayoritariamente asociados al proyecto Angostura.

## 6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

---

Colbún es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.278 MW, conformada por 1.689 MW en unidades térmicas y 1.589 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 20% del mercado en términos de capacidad instalada.

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

Adicionalmente, en la medida que se presenten excedentes de producción, la Compañía vende dicha energía en el mercado spot a costos marginales iguales o superiores a los costos variables de sus unidades térmicas.

### 6.1 Perspectiva de mediano plazo

---

El año hidrológico Abr13-Mar14 ha estado marcado por condiciones hidrológicas que continúan siendo desfavorables y extremadamente secas, por cuarto año consecutivo, en las zonas norte y centro-sur del país mostrando menores precipitaciones respecto a un año normal e incluso empeorando respecto al año anterior. Pese a la sequía, los resultados operacionales de la Compañía durante los últimos 12 meses presentaron una mejora con respecto los años hidrológicos anteriores. La mejora se explica principalmente por la capacidad de la Compañía de enfrentar escenarios adversos, a través de una mejora en la estructura de su producción térmica e hidroeléctrica (la central Santa María I operando satisfactoriamente, mayor acceso a gas a través de acuerdos de corto plazo y al aporte de la central Angostura).

Uno de los pilares más relevantes del negocio es la política comercial de la Compañía que define el nivel de contratación, el nivel de los precios y sus factores de indexación, y cláusulas comerciales ad-hoc para compartir riesgo con los clientes. La política comercial de Colbún procura un nivel de contratación que se adecúe a su capacidad de generación competitiva. Ello se complementa con precios de suministro que se ajustan a la estructura de costos de la Compañía y con mecanismos de mitigación de riesgos de precios en periodos de transición (entrada de nuevos contratos/construcción de nuevos proyectos). Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías extremadamente secas, la experiencia acumulada, muestra una reducción de dichos efectos. Con todo, la política comercial no tiene como único propósito disminuir la exposición a hidrologías secas, sino que también busca generar un perfil de márgenes comerciales en periodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción.

Con respecto a los años anteriores, la Compañía se encuentra en una posición más balanceada entre compromisos comerciales y su capacidad de producción propia competitiva, considerando incluso una situación hidrológica adversa. Por el lado de los compromisos a fines de 2013 se terminó el contrato con un cliente libre que representaba aproximadamente 6% de las ventas físicas del año 2013. Y por el lado de la capacidad, la entrada en operación comercial de la Central Angostura agregará 1.500 GWh de energía base en condiciones hidrológicas medias, lo que representa aproximadamente un 13% de las ventas a clientes registradas en el año 2013.

Cabe recordar que durante el 2T13 se acordó un suministro adicional de respaldo de mediano plazo con Codelco, el cual estará vigente hasta Dic14. Este último no presenta riesgo para la Compañía, dado que los costos asociados a este suministro son traspasados al cliente.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por un nivel más balanceado entre generación propia eficiente y nivel de contratación. Esto se explica por el vencimiento de ciertos contratos con clientes libres; por las inyecciones de energía al sistema de la central hidroeléctrica Angostura; y finalmente por la operación tanto de nuestras centrales térmicas eficientes como Santa María I a carbón, como con las Nehuenco I y II que se encuentran operando con gas natural. Respecto a esto último, la Compañía cuenta con dos acuerdos de suministro de gas natural. El primer acuerdo es uno de mediano plazo con Metrogas S.A., el cual contempla el suministro para una unidad del Complejo Nehuenco para el periodo entre enero a abril, de los años 2013 (ya utilizado), 2014 (ya utilizado) y 2015. El segundo acuerdo, alcanzado con ENAP Refinerías S.A. durante el 3T13, contemplaba el suministro para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre Oct13 y Mar14. Adicionalmente durante este trimestre la compañía negoció suministro adicional con ENAP para abastecer una unidad de ciclo combinado durante los meses de Abril a Junio de 2014.

Cabe mencionar que tras la entrada de la central hidroeléctrica Angostura, la Compañía ha incorporado sobre 900 MW de capacidad eficiente al sistema desde el año 2006, invirtiendo más de US\$ 2.000 millones. Angostura completará esta fase de crecimiento donde Colbún habrá sido la empresa que más capacidad ha incorporado al sistema, representando un 38% del total. Con esto, esperamos continuar con el progreso tanto de las métricas financiera que han venido mejorando en los últimos años, como con la búsqueda de consolidación de esta fuerte inversión para mostrar así una excelencia a nivel operacional.

En un horizonte de más largo plazo, los resultados de la Compañía estarán determinados principalmente por la operación confiable que puedan tener nuestra centrales, la cuales se espera que tengan un alto nivel de disponibilidad y por una normalización de las condiciones hidrológicas.

## **6.2 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo**

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

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

### **Proyectos en Fase Final de Construcción**

- **Central hidroeléctrica Angostura (316 MW):** esta central hidroeléctrica utiliza los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura en la región del Biobío mediante la construcción de un embalse de 641 hectáreas. Esta central cuenta con 3 unidades de generación que suman 316 MW y se estima una generación anual de 1.500 GWh en condiciones hidrológicas medias. En septiembre del año pasado se inició el llenado del Embalse Angostura y en diciembre se realizó la sincronización de la primera unidad con el sistema interconectado central (SIC). Las unidades 1 y 3 de 135 MW y 46 MW respectivamente fueron entregadas a operación comercial al CDEC el día 01 de abril de 2014, mientras que la unidad 2 de 135 MW fue entregada al CDEC para su operación comercial el día 25 del mismo mes. En paralelo, la compañía ha cumplido con el plan de relocalización de 46 familias y la entrega de las obras de infraestructura para la comunidad entre las cuales se cuentan 3 campings, 2 playas públicas, un sendero y un mirador que potenciarán el desarrollo turístico del sector, junto con diversos proyectos sociales.

En los primeros meses de 2014, esta unidad ha mostrado un nivel de generación estable. Desde su sincronización, las unidades han generado durante su fase de pruebas un total de 116 GWh acumulados al cierre de Mar-14. Angostura es la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile y su potencia instalada es equivalente a la demanda máxima de la ciudad de Valparaíso o el 70% de la demanda de la ciudad de Concepción.

## Proyectos en Desarrollo

- **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (144 MW):** este proyecto, ubicado en las comunas de Panguipulli y Los Lagos, aprovechará energéticamente las aguas del río San Pedro. La compañía ha concluido el análisis de las prospecciones y estudios de terreno recopilados durante los últimos 2 años. Con estos antecedentes se está finalizando la etapa de ingeniería de las adecuaciones y optimizaciones que los expertos consultados han recomendado, las que no afectan los principales parámetros ambientales del proyecto ya aprobado. Durante el primer semestre, se iniciará un proceso de información de estas modificaciones a las autoridades e instituciones nacionales y regionales competentes, y también se someterán estos cambios a un proceso de socialización con la comunidad durante el segundo semestre del año, previo a ingresarlos al Sistema de Evaluación Ambiental.
- **Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW):** este proyecto, ubicado en la comuna de San Clemente, aprovechará energéticamente las aguas del río Maule. El proyecto, que califica como central mini-hidro ERNC, obtuvo su Resolución de Calificación Ambiental en noviembre de 2011 y en mayo de 2013, recibió su aprobación la DIA de optimización. En abril, la DGA otorgó el permiso de obras hidráulicas. A la fecha se encuentra en fase de evaluación de las ofertas recibidas por las licitaciones de construcción de las obras civiles y equipos hidromecánicos iniciada el año pasado.
- **Proyecto térmico a carbón Santa María Unidad II (350 MW):** Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la primera unidad en operación. Se optimizó su diseño, incorporando tecnología para cumplir con la exigente norma de emisiones. Asimismo se están analizando las dimensiones técnicas, medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su desarrollo.
- **Hidroaysén:** Colbún en conjunto con Endesa-Chile a través de la sociedad Hidroaysén S.A. participan en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén. Estas plantas hidroeléctricas contarían con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías. A pesar que el Proyecto Hidroaysén recibió la aprobación ambiental para construir cinco centrales hidroeléctricas en mayo 2011, y que fue confirmada tanto por la Corte de Apelaciones de Puerto Montt como por la Corte Suprema, ésta aún no se encuentra a firme por existir reclamaciones pendientes desde hace más de 2 años ante el Consejo de Ministros tanto del titular del proyecto como de opositores a él. Si bien Hidroaysén se encontraba en el proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de la ingeniería y de difusión del proyecto de transmisión, con fecha 30 de mayo de 2012 el Directorio de Colbún decidió recomendar en las instancias correspondientes de Hidroaysén S.A. la suspensión indefinida del ingreso del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de transmisión en vista a que mientras no exista una política nacional que cuente con amplio consenso y otorgue los lineamientos de la matriz energética que el país requiere, Colbún estima que no están dadas las condiciones para desarrollar proyectos energéticos de esta magnitud y complejidad. El 30 de enero de 2014 el Comité de Ministros resolvió la reclamación presentada por el titular Hidroaysén y 16 reclamaciones PAC, sin embargo respecto de las restantes 18 reclamaciones PAC pendientes dispuso medidas para mejor resolver encomendando dos estudios adicionales. Posteriormente un nuevo Comité de Ministros se reunió el 19 de Marzo de 2014 y resolvió iniciar un proceso de invalidación de las resoluciones dictadas por el Comité de Ministros del mes de enero referido. Hidroaysén se hizo parte en este proceso de invalidación sosteniendo la ilegalidad de dividir el proceso administrativo según lo



resuelto por el Comité de fecha 30 de Enero, y especialmente insistió fundadamente en la legalidad de la RCA del Proyecto.

### **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, como es la hidroelectricidad, con un complemento térmico eficiente de manera de lograr un suministro seguro, competitivo y sustentable para nuestros clientes.

### **6.4 Riesgos del Negocio Eléctrico**

---

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

#### **6.4.1. Riesgo hidrológico**

Aproximadamente el 60% 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 puede comprar energía en el mercado spot o puede operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con diesel o con compras de gas natural, lo que permite suplir la menor generación hidráulica y complementar la generación a carbón eficiente. En condiciones muy extremas puede ser necesario recurrir a centrales de ciclo abierto operando con diesel.

Esta situación encarece los costos de Colbún aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas. La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico, se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objeto mantener un equilibrio entre la generación base competitiva (hidráulica en un año medio a seco, y generación térmica a carbón y gas natural) y los compromisos comerciales. Adicionalmente nuestras ventas a clientes están indexadas sobre la base de variables que reflejen la estructura de costos de la Compañía. Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante análisis con el objeto de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.

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

#### **6.4.2. Riesgo de precios de los combustibles**

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

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

#### **6.4.3. Riesgo de suministro de combustibles**

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

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

#### **6.4.4 Riesgos de fallas en equipos y mantención**

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión es fundamental para garantizar los niveles de producción que permiten cubrir adecuadamente los compromisos comerciales. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos regulares a sus equipos acorde a las recomendaciones de sus proveedores y a la experiencia acumulada acerca de fallas y accidentes a lo largo de su historia operacional. Se ha visto que los equipos para generación térmica que pueden operar con gas o diesel (originalmente diseñados para operar con gas natural), aumentan sus horas equivalentes de operación si utilizan diesel en comparación a si las unidades usan gas. Como resultado, si los equipos operan con diesel requieren de mantenimientos con mayor frecuencia a la habitual y presentan menores niveles de disponibilidad. Dado esto, se han adoptado las políticas de mantención, los procesos y procedimientos, así como las inversiones necesarias para aumentar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las unidades térmicas.

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

Pese a los mantenimientos realizados y a la gestión diaria operacional que se realiza, el 12 de Enero se registró una falla en la central Blanco (60 MW) ubicada en la cuenca del río Aconcagua. Esta central registró una falla el día 12 de enero cuyo origen está en proceso de determinación. Dicha falla provocó daños en el equipamiento del generador-turbina y equipos anexos, lo que la ha mantenido fuera de operación. Dada la magnitud de los daños aún no es posible determinar con total certeza la fecha de puesta en marcha de esta central.

#### **6.4.5 Riesgos de construcción de proyectos**

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

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

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

#### **6.4.6 Riesgos del mercado**

Enfrentamos un mercado eléctrico muy desafiante, que muestra un desequilibrio entre una demanda creciente y una oferta eficiente y competitiva. El estancamiento en el desarrollo de nuevos proyectos de centrales de base en el SIC, debido a las trabas que enfrentan los procesos de inversión genera una gran incertidumbre sobre la forma en que se suministrará la demanda futura una vez que se cope la capacidad existente y de los pocos proyectos actualmente en construcción.

El problema no es la falta de interés en invertir (hay una gran cantidad de proyectos aprobados o en tramitación en el Sistema de Evaluación Ambiental), el tema central es que sólo una fracción menor de estos proyectos se está construyendo.

Entre las causas de esta situación podemos señalar:

1. Comunidades vecinas y la sociedad en general demandando legítimamente más participación y protagonismo.
2. Largas e inciertas tramitaciones ambientales seguidas de procesos de judicialización de las mismas características.

Colbún ha trabajado intensamente en desarrollar un modelo de vinculación social que le permita trabajar junto a las comunidades vecinas y la sociedad en general. El desafío es generar las condiciones para que las comunidades estén mejor con los proyectos que sin ellos. Para lograr lo anterior, hemos enfocado nuestro esfuerzo en iniciar un proceso de participación ciudadana y de generación de confianza en las etapas tempranas de nuestros proyectos y en mantener en forma continua durante todo el ciclo de vida del mismo (diseño, construcción y operación) una presencia abierta y transparente en las comunidades.

Además, es necesario el alcanzar un amplio acuerdo social y político para impulsar una agenda destinada a reactivar las inversiones y concretar en breve plazo proyectos de centrales generadoras de base eficientes, de modo de posibilitar un desarrollo sostenido de la economía y resguardando el medio ambiente.

#### **6.4.7 Riesgos regulatorios**

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

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

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

- **Regulación legal de las compensaciones a las comunidades vecinas:** La empresa considera que es conveniente fomentar que las comunidades donde se generan proyectos reciban beneficios directos; este mecanismo permitiría financiar proyectos sociales en beneficio de las comunidades vecinas.

## **6.5 Riesgos Financieros**

---

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

### **6.5.1 Riesgo de tipo de cambio**

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

En términos de calce de monedas, el balance a Mar14 de la Compañía muestra un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" se traduce en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$1,5 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

### 6.5.2 Riesgo de tasa de interés

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

El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la Compañía. Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a las estimaciones de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y collars.

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

Tasa de interés	mar-14	dic-13	mar-13
Fija	90%	90%	89%
Variable	10%	10%	11%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

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

### 6.5.3 Riesgo de crédito

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

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

A Mar14 las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en fondos mutuos (de filiales bancarias) y en diversos bancos locales e internacionales. Los primeros corresponden a fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días, conocidos como "money market". En el caso de los bancos, los locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a AA- y los extranjeros tienen clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Al cierre del trimestre, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 22%. Respecto a los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a BBB o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local AA- o superior. Cabe destacar que ninguna contraparte concentra más del 12% en términos de nacional.

### 6.5.3 Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc. Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

A Mar14 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$208,3 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio menor a 90 días y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días. Asimismo, la Compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 4 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$93,5 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda de largo plazo. Dichos desembolsos esperan cubrirse con la generación de flujos propia de la empresa.

A Mar14 Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es BBB con perspectiva estable por Fitch Ratings y BBB- con perspectiva negativa por Standard & Poor's.