

## ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE MARZO DE 2010

### 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- Los resultados de la Compañía presentan en el primer trimestre del año (1T10) una ganancia controladora de US\$22,8 millones, que se compara desfavorablemente con la ganancia controladora del mismo trimestre del año anterior (1T09) de US\$34,7 millones. El mejor desempeño operacional del 1T10 respecto al mismo trimestre del año anterior, se vio opacado por pérdidas por diferencia de cambio y otros cargos no operacionales.
- En efecto, el EBITDA<sup>1</sup> del 1T10 alcanzó a US\$91,8 millones, el cual representa un incremento de 71,5% en comparación con el primer trimestre del año 2009 (US\$53,5 millones), pese a que las ventas valoradas cayeron a US\$217,6 millones durante el 1T10, desde US\$308,8 millones el mismo período del año anterior. De esta forma el margen EBITDA subió a 42% el 1T10 desde 17% el 1T09.
- La política de reducción del nivel de contratos diseñada por Colbún a partir del año 2010, se empezó a verificar con una disminución de 26% en las ventas físicas de energía que alcanzaron 2.195 GWh el 1T10.
- La generación hidráulica alcanzó 1.543 GWh, es decir, un 73,5% de los compromisos, mostrando un aumento de 7% en comparación al 1T09. La generación térmica alcanzó a 656 GWh, de los cuales 301 GWh fueron generados con diesel y 355 GWh fueron generados con gas natural. Las compras spot, en tanto, alcanzaron 46 GWh durante el 1T10 en comparación a 1.038 GWh el año anterior. Tales compras fueron más que compensadas por ventas en el mercado spot por 96 GWh en el primer trimestre del año 2010.
- Los costos marginales del 1T10 en el sistema (SIC) promediaron 132,5 US\$/MWh en Alto Jahuel, una leve disminución respecto al mismo trimestre del año anterior cuando promediaron 133,6 US\$/MWh. La baja de los costos marginales fue consecuencia de la mayor generación hidráulica en el sistema (54% v/s 50% del total en 1T10 y 1T09, respectivamente) y la mayor generación con GNL.
- El resultado fuera de operación del 1T10 fue de una pérdida de US\$46 millones, principalmente por mayores costos financieros de US\$4,7 millones, un efecto negativo de US\$41,1 millones por diferencias de cambio y mayores pérdidas en el ítem 'Otras ganancias (pérdidas)' por US\$21,9 millones. El principal efecto tanto en los mayores gastos financieros como en otras pérdidas se debe principalmente a efectos contables sin impacto en

---

<sup>1</sup> EBITDA = Resultado de operación + Depreciación y Amortizaciones

flujo de caja, generados a raíz del prepago parcial del crédito sindicado realizado en Feb'10.

- El año hidrológico 2009-10 terminó en marzo 2010 y a modo de recuento el agua caída durante el período Abril 2009 – Marzo 2010 en las cuatro cuencas relevantes para Colbún, esto es: valle del Aconcagua, Armerillo en la cuenca del Maule, la cuenca del Laja y el Lago Chapo, registró una variación respecto a las precipitaciones medias de -30%, +4%, +16% y +3%, respectivamente. El año hidrológico 2010-11 está recién empezando, por lo tanto los estadígrafos son poco indicativos de tendencia.
- Respecto al proyecto Santa María (proyecto termoeléctrico a carbón de 342 MW, ubicado en Coronel, VIII región), el terremoto generó daños en algunas piezas y equipos que se encontraban en proceso de montaje. Estimamos que la fecha de puesta en marcha de la central Santa María se postergará hacia el segundo semestre del año 2011, tanto por los atrasos acumulados por el Contratista como por los efectos del terremoto, incluyendo las necesarias inspecciones que se han debido realizar, la reparación de los daños y las dificultades logísticas para normalizar las actividades de montaje en la zona de Coronel. Actualmente se continúan realizando inspecciones y evaluaciones de daños con los contratistas y proveedores correspondientes, por lo que no es posible dar una estimación de fecha de puesta en marcha más precisa. El proyecto hidroeléctrico San Pedro (144 MW) se encuentra en su etapa de construcción, y se trabaja actualmente en la construcción del túnel de desvío. El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), se encuentra actualmente iniciando la construcción de los caminos de acceso a la obra y de reposición así como la construcción de los portales de entrada y salida del túnel de desvío. Estos dos últimos proyectos hidráulicos no sufrieron daños por el terremoto. Todos los proyectos cuentan con 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.
- Al cierre del 1T10, la Compañía cuenta con una liquidez reflejada en inversiones financieras por US\$650,3 millones, monto que rebajado por los intereses devengados, alcanza a US\$ 649,9 millones<sup>2</sup>. Esta liquidez es un elemento importante del financiamiento del programa de inversiones y una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.
- En enero 2010, las agencias de crédito Standard and Poor's y Fitch Ratings calificaron por primera vez la deuda en moneda extranjera de la Compañía, asignándole una calificación de "BBB-" y "BBB", respectivamente.

---

<sup>2</sup> Para efectos de IFRS, los derivados se presentan separadamente en la cuenta Activo o Pasivo de Cobertura.

- El 14 de enero 2010, Colbún emitió un bono a 10 años por US\$500 millones en los mercados internacionales (tipo 144A RegS) a una tasa de colocación de 6,139% (spread de 237,5 bps sobre el bono del tesoro de Estados Unidos). Los recursos de la emisión se utilizaron para prepagar anticipadamente deuda financiera (prepago parcial Crédito Sindicado por US\$250 millones) y para financiar el plan de inversiones.
  
- Los activos en operación, es decir centrales, subestaciones y líneas, no se vieron mayormente afectados por el terremoto que afectó al país el pasado 27 de febrero, sin embargo, se continúan realizando labores de inspección más detalladas en todas nuestras instalaciones.

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 1T10 y 1T09.

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

	Cifras Trimestrales		Var 1T10/1T09
	1T09	1T10	
<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>308,8</b>	<b>217,6</b>	<b>(91,3)</b>
Venta a Clientes Regulados	129,6	103,0	(26,7)
Venta a Clientes Libres	96,5	84,2	(12,3)
Ventas a Clientes Sin Contrato	74,1	0,6	(73,5)
Ventas otras generadoras	2,2	10,3	8,2
Otros ingresos	6,4	19,4	13,0
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(245,1)</b>	<b>(112,1)</b>	<b>133,1</b>
Peajes	(11,5)	(18,1)	(6,6)
Compras de Energía y Potencia	(147,8)	(7,2)	140,6
Consumo de Gas	(3,2)	(32,6)	(29,4)
Consumo de Petróleo	(57,3)	(36,7)	20,6
Otros	(25,4)	(17,5)	7,9
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>63,7</b>	<b>105,5</b>	<b>41,8</b>
Gastos por beneficios a empleados	(7,2)	(7,9)	(0,7)
Otros gastos, por naturaleza	(3,0)	(5,8)	(2,8)
Gastos por depreciación y amortización	(29,3)	(30,9)	(1,5)
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>24,2</b>	<b>60,9</b>	<b>36,7</b>
<b>EBITDA</b>	<b>53,5</b>	<b>91,8</b>	<b>38,2</b>
Ingresos financieros	7,3	3,4	(3,9)
Costos financieros	(14,7)	(19,4)	(4,7)
Resultados por unidades de reajuste	(4,3)	1,6	5,9
Diferencias de cambio	30,1	(11,0)	(41,1)
Participación en la ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	1,5	(0,0)	(1,5)
Otras ganancias (pérdidas)	1,3	(20,6)	(21,9)
<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>21,1</b>	<b>(46,0)</b>	<b>(67,1)</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>45,3</b>	<b>14,9</b>	<b>(30,4)</b>
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	(7,8)	10,5	18,4
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>37,5</b>	<b>25,4</b>	<b>(12,1)</b>
GANANCIA (PÉRDIDA)	37,5	25,4	(12,1)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>34,7</b>	<b>22,8</b>	<b>(11,9)</b>
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	2,7	2,6	(0,1)

## 2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 1T10 ascendió a US\$91,8 millones, que se compara favorablemente con los US\$53,5 millones del 1T09.

Las ventas de energía y potencia del 1T10 ascendieron a US\$217,6 millones, lo que significó una caída de un 30% respecto a igual trimestre del año anterior, debido a menores ventas físicas de energía de 756 GWh, y precios promedios de energía 1,3% más bajos. Esta baja de precios promedios de venta fue parcialmente compensada por el alza de 6% en los precios promedios de la potencia, y las mayores ventas físicas de potencia de 23 MW durante el 1T10. Los consumos de materias primas y materiales secundarios para el 1T10 fueron menores en US\$133,1 millones a los registrados durante el 1T09, principalmente por menores compras de Energía y Potencia producto de las menores ventas físicas y la mayor disponibilidad de gas natural para generación propia durante el trimestre.

### 2.1.1 Ventas Físicas

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia para los trimestres 1T10 y 1T09.

**Tabla 2:** Ventas Físicas y Generación

Ventas	Cifras Trimestrales		Var 1T10/1T0
	1T09	1T10	
<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>2.951</b>	<b>2.195</b>	<b>(755,9)</b>
Clientes Regulados	1.270	980	(290,8)
Clientes Libres	1.200	1.119	(81,3)
Distribuidoras s/Contratos	480	0	(480,0)
Ventas CDEC	0	96	96,1
<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.497</b>	<b>1.520</b>	<b>22,9</b>

Generación	Cifras Trimestrales		Var 1T10/1T0
	1T09	1T10	
<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>1.958</b>	<b>2.200</b>	<b>241,8</b>
Hidráulica	1.449	1.543	94,8
Térmica Gas	29	355	326,5
Térmica Diesel	481	301	(179,6)
<b>Compras CDEC</b>	<b>1.038</b>	<b>46</b>	<b>(991,7)</b>

## 2.1.2 Ingresos de actividades ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 1T10, ascendieron a US\$217,6 millones, lo que significó una caída de un 30% respecto al 1T09.

### Ventas de Energía y Potencia

*Ventas a Clientes Regulados:* Las ventas valoradas del 1T10 alcanzaron los US\$103 millones disminuyendo un 21% con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta reducción se debió a la restructuración de contratos que hizo la compañía para el año 2010, consistente en anticipar el vencimiento de contratos a precio nudo y reemplazarlos sólo en parte por contratos adjudicados en el proceso de licitación de suministro de empresas distribuidoras. Tal estrategia resultó en ventas físicas de 980 GWh, lo que significó una baja de 23% con respecto al 1T09. La baja en las físicas se vio compensada en parte por un mayor precio monómico promedio de un 3%. Los nuevos contratos con empresas distribuidoras contemplan precios de largo plazo indexados a variables representativas de la estructura de costos de la compañía, a diferencia de los contratos anteriores que se regían por el precio nudo, fijado cada 6 meses.

*Ventas a Clientes Libres:* Las ventas valoradas cayeron un 13% a US\$84,2 millones en el 1T10 de US\$96,5 millones en el 1T09. La principal razón de esta diferencia fue el reconocimiento en el mes de marzo de 2009, de US\$9,8 millones por la reliquidación acordada con el cliente AngloAmerican. Sin este efecto, las ventas valoradas caen un 3% en comparación al 1T09. Las ventas físicas ascienden a 1.119 GWh para el 1T10 resultando en una baja del 7% con respecto a los 1.200 GWh comercializados durante el 1T09. A pesar de las menores ventas físicas en GWh, las ventas valoradas tuvieron una caída inferior, debido a mayores precios promedio monómicos de 4% producto de la aplicación de las fórmulas de indexación a cada contrato.

*Ventas a Empresas Distribuidoras sin Contrato:* Debido al artículo 2 de la Resolución Ministerial N°88 (RM88), todas aquellas distribuidoras que se encontraban sin contrato con alguna generadora al 31 de diciembre de 2009 se vieron obligadas a participar de la licitación de contratos para el año 2010. Es por esta razón que la compañía no presenta ventas empresas distribuidoras sin contrato en el 1T10.

*Ventas CDEC:* Durante el primer trimestre del 2010, hubo ventas por 96 Gwh al CDEC, las que aportaron ventas por MMUS\$ 10. En el mismo trimestre del año anterior, no hubo ventas al CDEC.

*Otros Ingresos:* Los otros ingresos ordinarios destacan con un aporte positivo de US\$19,4 millones para el 1T10 lo que significó un aumento de 202% con respecto a igual trimestre del año anterior. Este aumento es producto de la aplicación de las nuevas tarifas de sub-transmisión y la aplicación del cargo único troncal, lo que contribuyó con US\$11,6 millones adicionales. Estos

ingresos tienen una contrapartida en costos de peaje, que es el costo que Colbún paga a los propietarios de las líneas de transmisión. Es importante destacar que durante el 1T09 estas tarifas de sub-transmisión no fueron cobradas a nuestros clientes, debido a diferencias en los criterios de cálculo del CDEC y las empresas generadoras.

## **2.2 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS**

Los costos de materias primas y consumibles utilizados del 1T10 fueron de US\$112,1 millones, es decir menores en US\$133,1 millones a los de 1T09.

Las compras de energía y potencia del 1T10 ascendieron a USD\$7,2 millones, lo que significó una disminución de US\$140,6 millones con respecto al 1T09. Esta disminución se debió a los menores compromisos de venta producto la reestructuración de contratos realizada para el año 2010. La generación de la compañía aumentó el 1T10 en un 12% con respecto a igual trimestre del año anterior, y las ventas físicas disminuyeron en 26% para igual período de comparación. El resultado de esto fue una disminución de las compras de Energía y Potencia.

Los costos de combustibles durante el 1T10 alcanzaron los US\$69,3 millones, aumentando en un 13% con respecto al 1T09, producto de una mayor generación térmica de 29%. El costo del diesel para el 1T10 fue de US\$36,7 millones en comparación a los US\$57,3 millones del 1T09, lo que representa una caída de 36%. En cuanto al gas natural, el costo durante 1T10 fue de US\$32,6 millones, en comparación con los US\$3,2 millones durante 1T09. La disponibilidad de gas natural fue en parte producto de la devolución de gas por parte de Metrogas proveniente del acuerdo firmado el 2009, lo que permitió despachar durante los meses de febrero y marzo a las centrales Nehuenco 2 y Candelaria con ese combustible.

Como referencia, el índice de precio del WTI mostró un alza promedio de 82% entre el 1T09 y el 1T10 (\$43,31 US/bbl v/s \$78,88 US/bbl).

Los costos de peajes registrados en el 1T10 (US\$18,1 millones) aumentaron un 57% con respecto al 1T09, como consecuencia de la aplicación de las nuevas tarifas de transmisión troncal y de sub-transmisión. Tal como se mencionó anteriormente, estos últimos egresos constituyen la contrapartida de los mayores ingresos registrados en "otros ingresos ordinarios".

Los otros costos del 1T10 disminuyeron en un 31% en comparación a igual trimestre del año anterior. La principal causa se debe a los menores costos de mantenimiento de las centrales térmicas por US\$3,2 millones, algunas de las cuales fueron sometidas a mantenimiento mayor durante el 1T09 (Nehuenco I y III).

### 3. ANÁLISIS DEL RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN

Los Resultados fuera de operación del 1T10 alcanzaron pérdidas por US\$46 millones, lo que significó una disminución de US\$67,1 en comparación al 1T09. Las principales diferencias se debieron a: mayores costos financieros de US\$4,7 millones, un efecto negativo de US\$41,1 millones por diferencias de cambio, y mayores pérdidas en el ítem 'Otras ganancias (pérdidas)' de US\$21,9.

*Costos Financieros:* Los costos financieros del 1T10 fueron de US\$19,4 millones, mayores en US\$4,7 millones que los registrados en el 1T09. El alza se explica principalmente por la amortización de gastos activados producto del prepago parcial de un crédito sindicado (US\$7,2 millones).

*Ingresos Financieros:* Los ingresos financieros durante 1T10 alcanzan a US\$3,4 millones, un 47% menores a los del período 1T09, principalmente por una menor tasa LIBOR, parcialmente compensado por mayores montos administrados.

*Otras ganancias (pérdidas):* Las Otras ganancias (pérdidas) del 1T10 fueron una pérdida de US\$20,6 millones, originada principalmente por el reconocimiento en resultados del valor negativo del *mark-to-market*, o valor justo de derivados de tasa de interés, asociados al crédito sindicado, que al perder la condición de instrumento de cobertura producto del prepago, debieron traspasarse su valorización desde patrimonio a resultado (US\$15,7 millones).

*Diferencia de Cambio:* El resultado negativo de US\$11 millones por diferencia de cambio acumulado durante el 1T10 es el resultado de una depreciación en 10% del tipo de cambio CLP/USD en el período, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local. Cabe recordar que Colbún tiene importantes activos denominados en pesos chilenos como los impuestos por recuperar y las cuentas por cobrar a distribuidoras sin contrato.

*Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias:* El impuesto a las ganancias registra una variación positiva acumulada durante 1T10 de US\$10,5 millones lo cual se compara positivamente con la variación negativa durante 1T09 de US\$7,8 millones. El principal factor que incide en este ítem es la apreciación o depreciación del peso respecto al dólar, y su efecto en el balance tributario (cuya moneda de cálculo es el peso chileno) respecto al balance financiero (cuya moneda funcional es el dólar). Este número se vio principalmente afectado por la estructura de pasivos que tiene la compañía, los cuales están indexados al USD de manera importante. Debido a la depreciación (aproximadamente 10%) del CLP respecto al USD en el 1T10, en comparación a la apreciación de alrededor de 8% que mostró el peso durante el 1T09, la corrección monetaria por diferencias de cambio refleja en la determinación de los impuestos (los cuales se determinan en pesos) una pérdida por diferencia

de cambio, generando un aumento en la pérdida tributaria. Esto se tradujo en un incremento del activo por impuestos diferidos, lo que resultó en un cálculo positivo de los impuestos del trimestre.

#### 4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2009 y al 31 de marzo de 2010.

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

	Dic-09	Mar-10	Var Mar10/Dic 09
<b>Activo corriente en operación</b>	969,0	1.109,2	140,2
Efectivo y equivalentes al efectivo	484,7	650,3	165,6
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	231,9	216,1	(15,8)
<i>Ventas normales</i>	85,1	98,9	13,8
<i>Ventas distribuidoras sin contrato</i>	106,0	85,1	(20,9)
<i>Deudores varios</i>	40,8	32,1	(8,6)
Activos por impuestos corrientes	203,0	199,1	(3,9)
Otros activos corrientes	49,4	43,7	(5,7)
<b>Activos no corrientes</b>	4.471,5	4.538,6	67,1
Propiedades, planta y equipo, neto	4.184,8	4.253,2	68,5
Otros activos	286,7	285,3	(1,4)
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>5.440,5</b>	<b>5.647,8</b>	<b>207,3</b>
Pasivos corrientes en operación	318,9	291,7	(27,2)
Pasivos no corrientes	1.676,7	1.886,1	209,4
Patrimonio neto	3.444,8	3.469,9	25,1
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>5.440,5</b>	<b>5.647,8</b>	<b>207,3</b>

Para el análisis del balance cabe destacar el saldo de las siguientes cuentas:

*Cuenta por Cobrar a Distribuidoras sin Contrato:* Los Activos Corrientes en Operación incorporan la porción de corto plazo de la cuenta por cobrar a distribuidoras sin contrato por US\$85,1 millones al cierre del 1T10. Los Activos No Corrientes incorporan la porción de largo plazo que registra US\$82,9 millones, por lo que el total de la cuenta por cobrar a distribuidoras sin contrato suma US\$167,9 millones al cierre del 1T10, versus US\$204,3 millones al cierre del 4T09. El saldo total medido en USD disminuyó en US\$36,4 millones durante el 1T10 producto de la recaudación de aproximadamente US\$25 millones, diferencia incrementada por la depreciación del peso, lo que disminuye el saldo medido en dólares.

A partir de enero 2010, todas las empresas distribuidoras del SIC tienen contratos con generadores para asegurar su demanda regulada, por lo que no se generarán nuevas cuentas. El saldo de cuentas por cobrar se seguirá recuperando a través de un recargo de hasta 20% calculado sobre el precio de nudo, que se cobra a todos los clientes regulados del SIC por el tiempo que sea necesario, hasta saldar las cuentas de los generadores.

*Cuentas por Cobrar Impuestos Corrientes:* Las cuentas por cobrar impuestos corrientes registran un saldo de US\$199,1 millones al cierre del 1T10. La disminución del saldo en US\$3,9 millones se debe principalmente a un aumento del tipo de cambio, disminuyendo los saldos medidos en dólares en US\$6,8 millones, efecto que compensa el aumento en los saldos en pesos por US\$2,8 millones.

*Otros Activos Corrientes:* esta cuenta registra un saldo de US\$43,7 millones, una disminución de US\$ 5,7 millones en comparación al cierre de 4T09, principalmente producto de variaciones en el valor de mercado de los activos de cobertura por US\$ 4,8 millones.

*Activos No Corrientes:* La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.253,2 millones, al cierre del 1T10, un aumento de US\$ 68,5 millones respecto al cierre del 4T09, que se explica por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía.

*Pasivos Corrientes en Operación:* Los Pasivos Corrientes en Operación alcanzaron a US\$291,7 millones, una disminución de US\$27,2 millones en el en comparación al cierre de Dic09, principalmente producto del dividendo provisorio por US\$ 25 millones, compensado por la provisión dividendos del 1T10 (US\$10 millones), y la disminución de las retenciones por US\$6,2 millones.

*Pasivos No Corrientes en Operación:* totalizaron US\$1.886,1 millones al cierre de 1T10, un aumento de US\$ 209,4 millones durante el trimestre, el cual se debe principalmente a la emisión de un bono por US\$ 500 millones en los mercados internacionales, compensado parcialmente por el prepago parcial por US\$250 millones del Crédito Sindicado (US\$400 millones), y por la disminución en los saldos en dólares de los créditos denominados en UF por US\$22 millones.

*Patrimonio:* Al término del trimestre la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.469,9 millones, una variación positiva de US\$25,1 durante el primer trimestre del año que se explica principalmente por la ganancia del ejercicio.

## 5. 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	Dic09	Mar10
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,04	3,80
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,97	3,73
Razón de Endeudamiento: (Pasivos corrientes en Operación + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,58	0,63
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	15,98%	13,40%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	84,02%	86,60%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	5,75	4,82
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	6,94%	6,54%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	4,23%	4,01%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	5,13%	5,91%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a marzo 2010 más el patrimonio a diciembre 2009 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de marzo 2010 más el total de activo a diciembre 2009 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de marzo 2010 más el total de activo fijo a diciembre 2009 dividido por dos.

## 6. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad y sus filiales durante el 1T09 y 1T10, se pueden ver en la siguiente tabla:

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

	Cifras Trimestrales		Var 1T10/1T0
	1T09	1T10	
<b>Efectivo Equivalente Inicial</b>	515,2	484,4	(30,8)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	13,1	(4,3)	(17,4)
Flujo Efectivo de la Operación	103,8	98,3	(5,5)
Flujo Efectivo de Financiamiento	(10,7)	193,2	203,9
Flujo Efectivo de Inversión	(142,3)	(128,1)	14,2
<b>Flujo Neto del Período</b>	<b>(49,2)</b>	<b>163,4</b>	<b>212,6</b>
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	27,2	6,4	(20,8)
<b>Efectivo Equivalente Final</b>	<b>506,3</b>	<b>649,9</b>	<b>143,6</b>

Las actividades de la operación generaron un flujo positivo durante el 1T10 de US\$98,3 millones, el que se explica fundamentalmente por el EBITDA de US\$91,8 millones y la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes sin contratos de aproximadamente US\$25,3 millones, parcialmente compensado por desembolsos por gastos financieros de US\$18,0 millones.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto positivo durante el 1T10 de US\$ 193,2 millones principalmente por la emisión de un bono por US\$500 millones en los mercados internacionales, con cuyos fondos se procedió a realizar el prepago parcial por US\$250 millones del Crédito Sindicado (US\$400 millones) y la amortización del saldo de los efectos de comercio por US\$20 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de US\$128,1 millones durante el 1T10, principalmente producto de incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$123,6 millones. La incorporación de activo fijo proviene principalmente de los proyectos en etapa de construcción. Los proyectos en la etapa de construcción son la central térmica a carbón Santa María I, las centrales hidráulicas San Pedro y Angostura y la mini-hidro San Clemente.

## 7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.615 MW, conformada por 1.347 MW en unidades térmicas y 1.268 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 25% del mercado.

Los resultados de la compañía tienen una variabilidad dependiente de condiciones exógenas como son la hidrología y el precio del petróleo, por cuanto en años secos debemos operar nuestras unidades térmicas con petróleo diesel o incrementar las compras de energía en el mercado spot a costos marginales potencialmente altos. Es por esta razón que Colbún ha basado su política comercial en mantener un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad, la capacidad propia en medios de generación competitiva y los costos de producción en general.

### 7.1 Sistema Eléctrico

La situación de estrechez del sistema eléctrico, generada a raíz de la disminución de la disponibilidad de gas natural en el sistema a partir de 2007, ha ido disminuyendo con la entrada en operación de nuevas centrales térmicas competitivas a carbón y la utilización de GNL en algunas centrales de ciclo combinado del SIC. La condición hidrológica durante el año hidrológico 2009-10, en tanto, fue cercana a un año medio en las cuencas relevantes para Colbún.

### 7.2 Perspectiva de mediano plazo

Como se ha indicado, la Compañía presenta una situación más favorable en términos de resultado de la operación durante el primer trimestre del año 2010, en comparación a igual trimestre del año anterior. Los resultados de los próximos meses dependerán principalmente de las condiciones hidrológicas, del precio de los combustibles, y de la eventual disponibilidad de gas natural.

A partir de enero 2010, el nivel de contratos ha bajado aproximadamente del nivel de 11.400 GWh correspondiente al año 2009 a 8.300 GWh anuales, y entraron en aplicación las nuevas tarifas de los contratos con las distribuidoras a precios que reflejan de mejor manera la estructura actual y futura de costos de la empresa. La reducción del nivel de compromisos y la aplicación de nuevas fórmulas de indexación con clientes regulados y clientes libres, que reflejan de mejor manera los factores de costos de Colbún, bajarán la exposición a la volatilidad de los precios de combustibles y las condiciones hidrológicas.

### 7.3 Plan de Crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene como estrategia aumentar su capacidad instalada manteniendo su vocación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva. Respecto a este complemento térmico eficiente, actualmente la generación térmica a carbón aparece como la solución más competitiva dado los precios relativos de los combustibles y los costos de inversión de las diferentes opciones tecnológicas.

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

**Proyectos térmicos:** En relación a la generación térmica competitiva, Colbún está desarrollando el proyecto Santa María, en la comuna de Coronel. El proyecto actualmente se enfoca en la construcción de una central a Carbón con una capacidad de aproximadamente 342 MW de potencia nominal neta. La central se encuentra en construcción y su entrada en operación está planificada para el segundo semestre del año 2011, lo que representa un retraso respecto de la fecha de puesta en marcha estimada inicialmente, debido a los atrasos acumulados por el Contratista del proyecto así como por los efectos del terremoto.

**Proyecto mini-hidro San Clemente:** La central hidroeléctrica San Clemente es un proyecto de 5,4 MW que se está desarrollando en el contexto de la Ley que promueve el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Se encuentra en la comuna del mismo nombre a unos 35 km al oriente de la ciudad de Talca, en la Región del Maule. El proyecto se encuentra en una fase avanzada de construcción de obras civiles y montaje de equipos, y se espera su entrada en operación durante el presente año 2010.

**Proyecto San Pedro:** Central de 150 MW ubicada en el río del mismo nombre en la Región de los Ríos. Actualmente se trabaja en los túneles de desvío, y en la evaluación de ofertas para la construcción de la Presa y provisión del equipamiento electromecánico.

**Proyecto Angostura:** Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW ubicado en el río del mismo nombre, ya obtuvo la aprobación ambiental de la COREMA de la región del Biobío el 14 de septiembre 2009. Los permisos de construcción por parte de la Dirección General de Aguas se obtuvieron durante abril de este año, y se está iniciando la construcción de los caminos de acceso y los portales de entrada y salida del túnel de desvío.

Además, la Compañía tiene una participación de un 49% de Hidroaysén, sociedad que espera desarrollar proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén, que totalizarían una capacidad instalada de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería

comercializada en forma independiente por ambas compañías. El Proyecto HidroAysén se encuentra en proceso de tramitación ambiental.

La compañía está expuesta a riesgos de atrasos y sobrecostos en la construcción de nuestros proyectos de inversión. En particular, como consecuencia de los atrasos acumulados por el Contratista, además de los efectos del terremoto, tal como se indicó, se estima que el Proyecto Santa María postergará su puesta en marcha hacia el segundo semestre del año 2011. La política comercial descrita, suponía que la central Santa María estaría en operaciones a principios del 2011. El atraso en su puesta en marcha hacia el segundo semestre del año implica que la compañía tendrá un mayor grado de exposición a condiciones hidrológicas secas y precio de combustible elevados. El impacto en resultados de tal atraso dependerá de las condiciones hidrológicas y de precio de combustible, sin perjuicio de los mecanismos financieros de mitigación que adicionalmente se adopten. Actualmente la compañía se encuentra en proceso de determinar de manera más exacta la fecha de entrada en operación comercial de esta unidad. En todo caso, los proyectos de la compañía cuentan con 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.

#### 7.4 Política Comercial

Colbún ha seguido una estrategia de contratación de largo plazo para obtener estabilidad en sus flujos, basada en su generación hídrica de años medios-secos y su generación térmica eficiente. Si bien este equilibrio se vio alterado producto de la desaparición del gas natural proveniente de Argentina, la Compañía ha ajustado su cartera de clientes y su capacidad de generación de manera que a partir del 2010 gradualmente se comienza a restituir un nivel de compromisos comerciales más acorde con nuestra capacidad de generación competitiva. Sin perjuicio de lo anterior, con el importante componente hidroeléctrico de nuestra matriz de generación, es esperable que se mantenga un cierto nivel de volatilidad en los resultados de la compañía.

#### 7.5 Política Medioambiental y desarrollo con la comunidad

Como complemento al desarrollo de Proyectos, Colbún ha puesto énfasis en su integración con la comunidad en los sectores donde hoy en día se están llevando a cabo proyectos energéticos. 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 impacto concreto en las comunidades.

En términos medioambientales Colbún ha buscado acercarse cada vez más a una generación eléctrica con altos índices de "eco-eficiencia", considerando en sus proyectos la eficiencia ambiental en su diseño. Además se ha avanzado en términos de privilegiar las energías renovables, desarrollando e investigando proyectos de esta índole.

## 7.6 Licitaciones de Suministro

A partir de enero de este año comenzó la vigencia de los primeros contratos de suministro de empresas distribuidoras de electricidad producto de las licitaciones llevadas a cabo entre el 2006 y el 2009. En estas licitaciones, Colbún se adjudicó parte de los bloques base licitados por las distribuidoras Saesa y varias Cooperativas, CGE Distribución y Chilectra S.A., sumando aproximadamente 6.200 GWh anuales cuando entren en régimen todos los contratos. Adicionalmente la Compañía se adjudicó un bloque variable de Saesa y otras cooperativas que puede alcanzar a 582 GWh anuales. Los suministros comienzan los años 2010 y 2011 y tienen duraciones de 10 a 15 años. Estas licitaciones se realizaron por primera vez en el marco de un proceso libre y competitivo y los precios y fórmulas de indexación ofrecidos por las distintas generadoras reflejaron el nuevo contexto de costos de desarrollo de largo plazo de la industria.

En enero de 2010, Colbún firmó contratos de suministro de energía y potencia con CODELCO que considera un suministro eléctrico por una potencia contratada creciente en el tiempo hasta 510 MW a partir del años 2015 (o en una fecha anterior de verificarse ciertas condiciones) y su energía asociada de aproximadamente 4.000 GWh, sobre la base de dos contratos de suministro, uno por un plazo de 15 años y el otro por un plazo de 30 años. Los montos de facturación asociados a estos contratos dependerán de factores tales como el precio del carbón y del petróleo diesel, los costos marginales, la hidrología del período e índices de inflación internacionales.

## 7.7 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 y en general los cambios regulatorios de los últimos años la han fortalecido. Una prueba de ello es la fuerte reactivación en los últimos años de proyectos de inversión en nueva capacidad de generación con distintas tecnologías y por parte de distintos actores.

No se pueden dejar de mencionar iniciativas legislativas que, dependiendo de cómo se materialicen, ya sea a través de reglamentos pendientes o del trámite legislativo de algún proyecto de ley, podrían introducir algunas incertidumbres al sector:

- **Uso de Embalses para fines distintos para los que fueron diseñados como el Control de Crecidas:** Se aprobó la denominada “Ley de Embalses”, la que tiene por objeto utilizar los embalses que hoy se usan en generación eléctrica y riego, además para el control de crecidas. El “Reglamento” de esta Ley fue publicado en el Diario Oficial de fecha 6 de Febrero de 2010 y se están estudiando sus efectos prácticos para la Compañía, pues dependiendo de su aplicación por la autoridades correspondientes podría afectar la disponibilidad de agua para su uso en generación hidroeléctrica.
- **Anteproyecto de Norma de Emisiones para Termoeléctricas:** El 15 de Diciembre del 2009 fue publicado por la CONAMA, el cual fija los límites de emisiones de material particulado, óxidos nitrosos y óxidos sulfurosos y algunos metales para las centrales termoeléctricas. El 7 de Abril del 2010 concluyó el proceso de consulta pública.
- **Reformas a la Ley de Medio Ambiente:** También se han aprobado finalmente modificaciones relevantes a la Ley de Bases del Medio Ambiente, publicadas el 26 de Enero de 2010, estableciéndose en la práctica nuevas instituciones, procedimientos, funciones y facultades para autoridades ambientales en relación a la aprobación y el seguimiento ambiental de proyectos. Como consecuencia de estas modificaciones la Compañía deberá adaptar su funcionamiento al cumplimiento de nuevas normas y exigencias, poniendo especial cuidado en el cumplimiento estricto de las exigencias.

## 7.8 Riesgos Financieros

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

En términos de calce de monedas el balance actual de la Compañía presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición “larga” en pesos se traduce en una sensibilidad en el resultado por diferencia de cambio de aprox. US\$ 4 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

*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 la política de riesgo de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y collars.

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

#### Tasas de interés

	31.12.2009	31.03.2010
Fija	100%	100%
Variable	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

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 de este año. Estos instrumentos por un nocional de US\$319 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que será manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

*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. 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.

Al 31 de marzo de 2010, la totalidad de los bancos donde se encuentran invertidos nuestros excedentes de caja y contrapartes de derivados locales corresponden a bancos con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-. Respecto a las contrapartes internacionales, todas poseen clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión y un 90% de éstas clasificación de riesgo internacional A+ o superior.

*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 periodo.

Al 31 de marzo de 2010 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$650 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 60 días. Asimismo, la Compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 6 millones, dos línea de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

### 7.9 Efecto terremoto

De acuerdo a las inspecciones realizadas a la fecha, el terremoto del pasado 27 de febrero no causó daños mayores en las instalaciones en operación de la empresa. De las evaluaciones realizadas a la fecha se estima que los daños físicos agregados no superan los US\$3 millones, lo que en la mayoría de las localidades no excede el deducible de las pólizas de seguro que posee la compañía. Sin embargo, se continúan realizando inspecciones con mayores niveles de detalle en las instalaciones en operación de la compañía, los que si tuvieran un resultado relevante se informará oportunamente.

Respecto al proyecto Santa María, el terremoto generó daños en algunas piezas y equipos que se encontraban en proceso de montaje. Los plazos y costos de reparación están actualmente siendo evaluados. Tomando en consideración los atrasos previamente acumulados por el Contratista y las actividades de inspección, evaluación y reparación de los daños del terremoto y las dificultades logísticas para retomar las obras en sitio, estimamos que la fecha de puesta en marcha de la central Santa María se postergará hacia el segundo semestre del año 2011. Actualmente se continúan realizando inspecciones y evaluaciones de daños con los contratistas y proveedores correspondientes, por lo que no es posible dar una estimación de fecha de puesta en marcha más precisa. En todo caso, los proyectos cuentan con 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. Ambas coberturas cuentan con deducibles estándares para este tipo de seguros.

Como política corporativa, Colbún está comprometido con las labores de reconstrucción que tiene por delante el país; es así como ha participado activamente en ayuda a las familias afectadas en zonas donde están emplazadas nuestras centrales o se están desarrollando proyectos.