

## ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 30 DE JUNIO DE 2011

### 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- Los resultados de la Compañía presentan al segundo trimestre de 2011 (2T11) una pérdida controladora de US\$16,1 millones, una disminución respecto a la ganancia de US\$55,5 millones del 2T10 y una mejora respecto a la pérdida de US\$28,9 millones del trimestre anterior (1T11). En términos acumulados, el resultado al 30 de junio de 2011 (Jun11) presenta una pérdida controladora de US\$45,0 millones, cifra inferior a la ganancia de US\$78,3 millones de igual período del año anterior (Jun10).
- El EBITDA<sup>1</sup> del 2T11 alcanzó los US\$7,9 millones, que se compara con US\$128,3 millones del 2T10 y con US\$16,8 millones del 1T11. En términos acumulados, el EBITDA a Jun11 alcanzó a US\$24,7 millones en comparación con US\$220,1 millones a Jun10. Si bien las ventas valoradas a Jun11 aumentaron respecto a igual período del año anterior, no alcanzaron a compensar los mayores costos a consecuencia de la mayor generación térmica con gas y diesel producto de la condición hidrológica seca en la zona centro-sur del país durante el invierno del 2010 y los primeros meses del año hidrológico 2011.
- A una secuencia de dos años hidrológicos secos se agregó un mayor nivel de compromisos comerciales del año 2011, los cuales estaba planificado que fueran respaldados por la generación de la central térmica a carbón Santa María. La puesta en marcha de dicha central se encuentra postergada hasta el último trimestre del año 2011, por efecto de atrasos del contratista principal y del terremoto. Producto de la coyuntura expuesta, el margen EBITDA acumulado a Jun11 alcanzó un 3,8%, comparado con un 44,9% durante el primer semestre de 2010.
- Las ventas físicas durante el 2T11 alcanzaron 2.644 GWh, un 5,6% superiores a las del 2T10 debido principalmente a un aumento en el consumo de clientes regulados producto de la entrada en vigencia del contrato con Chilectra, contrato que comenzó a regir desde Ene-11, parcialmente compensado por una menor venta al mercado CDEC de 234 GWh. Respecto al trimestre anterior, las ventas disminuyeron un 1,9% producto principalmente del término de un contrato con el cliente libre Anglo American para el abastecimiento de la mina 'El Soldado'.
- La generación hidráulica del 2T11 alcanzó 1.048 GWh, una disminución de 36,4% y 10,1% en comparación al 2T10 y al 1T11, respectivamente. La generación térmica alcanzó a 1.597 GWh un 83,7% superior a la generación térmica del 2T10 (869 GWh) y un 11,8% superior a la del 1T11 (1.428 GWh). De éstos, 850 GWh fueron generados con gas y 746 GWh fueron generados con diesel. En términos acumulados, la generación hidráulica a Jun11 alcanzó los 2.214 GWh, un 30,6% inferior a lo generado a Jun10. La generación térmica a Jun11 alcanzó a 3.025 GWh, un 98,2% superior a la generación térmica de igual período del año anterior.

---

<sup>1</sup> EBITDA = Ingresos de actividades ordinarias - Materias primas y consumibles utilizados - Gastos por beneficios a los empleados - Otros gastos por naturaleza.

- A Jun11, Colbún ha sido un comprador neto de energía en el mercado CDEC por un monto pequeño en relación a sus compromisos (67 GWh). El mix de generación del 2T11 significó que sólo el 40,9% de los compromisos fuese cubierto con generación hidro (vs 75,3% del 2T10 y 43,4% del 1T11) y el 59,1% con generación termo (vs 24,7% del 1T10 y 53,2% del 1T11). En términos acumulados, la generación hidro representó el 42,2% de los compromisos del período (vs 74,4% a Jun10), y la generación termo representó el 57,8% de estos (vs 25,6% a Jun10). Del total de generación térmica, 60,7% fue producto de generación con gas y un 39,3% producto de generación con diesel. De haber contado con la generación de la Central Santa María durante el primer semestre del 2011 la generación base (hidráulica y carbón) habría representado aproximadamente 70% de los compromisos del período.
- El costo marginal del 2T11 promedió 242,7 US\$/MWh en Alto Jahuel, un 64,5% mayor comparado con los 147,5 US\$/MWh promedio durante el 2T10 y un 7,4% mayor en comparación al 1T11. El aumento en el costo marginal se ha debido a factores tales como la menor disponibilidad de agua en los principales embalses producto de la hidrología seca de los años 2010 y 2011 y al aumento en el precio del WTI durante el año 2011. Como referencia, el precio promedio del WTI a Jun11 fue de US\$98,5 por barril, un 25,5% mayor al promedio de US\$78,5 de igual período del año anterior.
- El agua caída en el periodo abril 2011 a junio 2011 (el año hidrológico se extiende desde abril a marzo), en las cuatro cuencas relevantes para Colbún: Aconcagua, Maule, Laja y Chapo, registraron una desviación negativa respecto a las precipitaciones medias de -68%, -19%, -19% y -16%, respectivamente, lo que empeora la situación de déficit hidrológico que se viene produciendo desde el invierno pasado.
- Respecto al proyecto Santa María (342 MW), se estima la entrada en operación de la central para el último trimestre del 2011. El proyecto continúa en etapa de comisionamiento y pruebas. Durante el segundo trimestre del año se realizó el primer encendido de la caldera principal y se finalizó la etapa de construcción del sitio de cenizas.
- El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), se encuentra en plena etapa de ejecución con la construcción de los túneles de desvío, caverna de máquinas, túneles de aducción y pretil, entre otras obras. Entre los hitos más importantes alcanzados recientemente, se encuentra la finalización de la tercera etapa de excavación de la caverna de máquinas. A la fecha un 62% de las obras subterráneas han sido excavadas.
- El proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW) continúa realizando estudios para consolidar el conocimiento del terreno, los cuales se prolongarán durante el año 2011. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la campaña de estudios adicionales.
- En Febrero entró en vigencia el Decreto de Racionamiento promulgado por el Ministerio de Energía como consecuencia de la baja acumulación de aguas lluvias y nieve en el SIC durante el año hidrológico 2010-11. Este decreto, entre otras cosas, exige al CDEC-SIC alcanzar una reserva de agua embalsada de 500 GWh.

Este nivel se alcanzó durante mayo y todas las compañías generadoras del SIC incurrieron en el costo correspondiente al valor del agua reservada y al sobre costo resultante de la mayor generación térmica en reemplazo de dicha agua – según su porcentaje de participación en el sistema. Para Colbún, esto ha resultado en un efecto negativo de US\$28 millones sobre el resultado operacional a la fecha.

- Al cierre del 2T11, Colbún cuenta con una liquidez de US\$352 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$350,1 millones<sup>2</sup>. Esta liquidez es un elemento importante del plan de financiamiento del programa de inversiones y además una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.

---

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

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 2T11, 1T11 y 2T10 y los resultados acumulados para Jun11 y Jun10.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Jun-10	Jun-11		2T10	1T11	2T11
<b>490,5</b>	<b>650,7</b>	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>272,9</b>	<b>315,2</b>	<b>335,4</b>
201,8	313,7	Venta a Clientes Regulados	98,7	144,2	169,5
180,7	226,5	Venta a Clientes Libres	96,4	115,4	111,1
60,7	25,8	Ventas otras generadoras	50,4	8,7	17,0
47,4	84,7	Otros ingresos	27,4	46,9	37,8
<b>(242,4)</b>	<b>(593,4)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(130,3)</b>	<b>(282,8)</b>	<b>(310,6)</b>
(34,8)	(55,2)	Peajes	(16,7)	(26,3)	(28,9)
(8,1)	(61,7)	Compras de Energía y Potencia	(1,0)	(50,5)	(11,2)
(53,0)	(221,6)	Consumo de Gas	(13,3)	(120,9)	(100,7)
(124,2)	(228,7)	Consumo de Petróleo	(87,5)	(73,2)	(155,5)
(22,3)	(26,2)	Otros	(11,8)	(11,9)	(14,3)
<b>248,1</b>	<b>57,3</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>142,6</b>	<b>32,4</b>	<b>24,8</b>
(16,9)	(23,3)	Gastos por beneficios a empleados	(9,0)	(10,9)	(12,4)
(11,2)	(9,2)	Otros gastos, por naturaleza	(5,4)	(4,7)	(4,5)
(61,8)	(62,2)	Gastos por depreciación y amortización	(30,9)	(31,3)	(31,0)
<b>158,3</b>	<b>(37,5)</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>97,4</b>	<b>(14,4)</b>	<b>(23,1)</b>
<b>220,1</b>	<b>24,7</b>	<b>EBITDA</b>	<b>128,3</b>	<b>16,8</b>	<b>7,9</b>
6,1	5,7	Ingresos financieros	2,7	4,8	0,9
(30,2)	(15,9)	Gastos financieros	(10,8)	(8,3)	(7,6)
3,2	3,5	Resultados por unidades de reajuste	1,6	0,6	2,9
(26,3)	(1,8)	Diferencias de cambio	(15,3)	(9,0)	7,2
1,0	3,1	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,1	0,0	3,0
(23,4)	(4,5)	Otras ganancias (pérdidas)	(2,7)	(0,3)	(4,2)
<b>(69,5)</b>	<b>(9,9)</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(23,5)</b>	<b>(12,2)</b>	<b>2,2</b>
<b>88,8</b>	<b>(47,4)</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>73,9</b>	<b>(26,6)</b>	<b>(20,9)</b>
<b>(7,2)</b>	<b>2,3</b>	<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>(17,7)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>4,8</b>
<b>81,6</b>	<b>(45,0)</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>56,1</b>	<b>(29,0)</b>	<b>(16,1)</b>
<b>81,6</b>	<b>(45,0)</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>56,1</b>	<b>(29,0)</b>	<b>(16,1)</b>
<b>78,3</b>	<b>(45,0)</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>55,5</b>	<b>(29,0)</b>	<b>(16,1)</b>
3,3	-	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	0,6	-	-

## 2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 2T11 ascendió a US\$7,9 millones, cifra inferior a los US\$128,3 millones del 2T10 y a los US\$16,8 millones del 1T11. En términos acumulados, el EBITDA a Jun11 ascendió a US\$24,7 millones.

Las ventas de energía y potencia del 2T11 ascendieron a US\$297,6 millones, un aumento de 21,2% respecto a igual trimestre del año anterior, debido a mayores ventas físicas de energía de 5,6% y a mayores precios monómicos promedio de 14,8%, registrados en ambas categorías de clientes (regulados y libres). En términos acumulados, las ventas de energía y potencia a Jun11 ascendieron a US\$566 millones mostrando un aumento de 27,7% respecto a Jun10, explicado por mayores ventas físicas de 13,6% y mayores precios monómicos promedios de 12,5%, registrados en ambas categorías de clientes (regulados y libres).

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 2T11 ascendieron a US\$310,6 millones, mayores en un 138,5% a los registrados durante el 2T10, debido a un mayor consumo de combustibles para la generación y mayores compras de energía en el mercado CDEC. En términos acumulados, los consumos de materias primas y materiales secundarios durante el semestre fueron un 144,8% mayores a los registrados durante el mismo periodo del año anterior, principalmente por mayores compras de Energía y Potencia, la formación de la reserva hídrica decretada por el Ministerio de Energía, y la mayor generación térmica con petróleo diesel y gas.

### Ventas Físicas y Generación

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T10, 1T11 y 2T11 y para Jun11 y Jun10.

**Tabla 2:** Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
Jun-10	Jun-11		2T10	1T11	2T11
<b>4.698</b>	<b>5.339</b>	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>2.503</b>	<b>2.695</b>	<b>2.644</b>
1.935	2.960	Clientes Regulados	955	1.476	1.484
2.354	2.291	Clientes Libres	1.236	1.209	1.081
408	88	Ventas CDEC	312	9	79
<b>1.254</b>	<b>1.436</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.321</b>	<b>1.419</b>	<b>1.453</b>

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
Jun-10	Jun-11		2T10	1T11	2T11
<b>4.718</b>	<b>5.239</b>	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>2.518</b>	<b>2.594</b>	<b>2.645</b>
3.192	2.214	Hidráulica	1.649	1.166	1.048
549	1.835	Térmica Gas	194	984	850
977	1.190	Térmica Diesel	675	444	746
<b>41</b>	<b>155</b>	<b>Compras CDEC</b>	<b>0</b>	<b>126</b>	<b>29</b>

## **Ingresos de actividades ordinarias de la Operación**

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 2T11, ascendieron a US\$335,4 millones, un 22,9% mayores al 2T10, y un 6,4% mayores a los registrados el 1T11. En términos acumulados, a Jun11 ascienden a US\$650,7 millones, un 32,6% mayores a los obtenidos en igual período del año anterior.

### **Ventas de Energía y Potencia**

*Ventas a Clientes Regulados:* Las ventas valoradas del 2T11 alcanzaron US\$169,5 millones, mayores en 71,7% con respecto al 2T10 y mayores en 17,5% con respecto al 1T11. En términos acumulados, las ventas valoradas a Jun11 alcanzaron US\$313,7 millones, mayores en 55,5% con respecto a igual período del año anterior. Este aumento se debe a mayores ventas físicas de 52,9% - principalmente por la entrada en vigencia del contrato con Chilectra - y a un aumento del precio monómico promedio de 7,6%. El aumento de precio monómico se debe a las variaciones positivas que han experimentado los índices utilizados en las fórmulas de indexación de los contratos y también a la apreciación del peso respecto al dólar que hace aumentar los precios en dólares dado que estos quedan fijos en pesos en cada fijación tarifaria.

*Ventas a Clientes Libres:* Las ventas valoradas alcanzaron los US\$111,1 millones en el 2T11, un aumento de 15,2% respecto a los US\$96,4 millones del 2T10 y una disminución de 3,7% en comparación a los US\$115,4 millones del 1T11. El aumento respecto al 2T10 se debe a mayores precios monómicos promedio de 31,7% - impulsados principalmente por la indexación al costo marginal de algunos contratos - parcialmente compensado por menores ventas físicas de 12,5%, principalmente a consecuencia del término de un contrato con el cliente Anglo American. En términos acumulados, las ventas valoradas a Jun11 alcanzan a US\$226,5 millones, un aumento de 25,3% respecto a Jun10, debido a un aumento en los precios monómicos promedio de 29% parcialmente compensados por menores ventas físicas de 64 GWh o un 2,7%.

*Ventas CDEC:* Durante el 2T11 hubo ventas por 79 GWh al CDEC (US\$ 17 millones), menores a las del 2T10 que alcanzaron 88 GWh (US\$50,4 millones) y mayores a las del 1T11 que alcanzaron 9 GWh (US\$8,7 millones). En términos acumulados, las ventas físicas al CDEC ascendieron a 88 GWh (US\$25,8 millones), menores a las ventas de igual período del año anterior, las cuales totalizaron 408 GWh (US\$60,7 millones). Cabe aclarar que este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC y algunos efectos del decreto de racionamiento.

*Otros Ingresos:* Los otros ingresos ordinarios alcanzaron los US\$37,8 millones el 2T11, mayores en 38% con respecto al 2T10, y menores en 19,4% con respecto al trimestre anterior. En términos acumulados, los otros ingresos a Jun11 alcanzaron US\$84,7 millones, un aumento de 78,7% respecto a igual período del año anterior. Este aumento se debe principalmente a mayores ingresos por recuperaciones de peajes de subtransmisión, mayores ingresos tarifarios en la zona central, reliquidaciones de peajes correspondientes al año 2010, una indemnización por parte de un cliente regulado y la recuperación de peajes pagados por la central Canutillar.

## Mix de Generación

Debido principalmente a la condición hidrológica seca que se ha presentado a la fecha y en parte a la acumulación de la reserva hídrica decretada por el Ministerio de Energía, Colbún tuvo que continuar con el patrón de generación del 1T11, siendo la generación térmica la principal fuente de energía. La generación hidráulica disminuyó en un 36,4% respecto al 2T10 y un 10,1% respecto al 1T11; como contrapartida, la generación térmica del 2T11 aumentó en un 83,7% con respecto al 2T10 y un 11,8% respecto al 1T11. El mix de generación significó que solo el 40,9% de los compromisos fuese cubierto con generación hidro (vs 75,3% del 2T10 y 43,4% del 1T11) y el 59,1% con generación termo (vs 24,7% del 1T10 y 53,2% del 1T11). En términos acumulados, la generación térmica a Jun11 fue un 98,2% superior a la de Jun10. Referente al mix de generación, la tecnología hidro representó el 42,2% de los compromisos del período (vs 74,4% a Jun10), y la tecnología termo representó el 57,8% de estos (vs 25,6% a Jun10). Del total de generación térmica, 60,7% fue producto de generación con Gas y un 39,3% producto de generación con diesel. La mayor generación con gas se debe a un acuerdo con ENAP para el suministro de gas natural para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuencho hasta el mes de agosto de 2011. El mayor nivel de compromisos comerciales que la compañía presenta el 2011 respecto del 2010 y que han amplificado la exposición a condiciones hidrológicas secas, estaba previsto que fueran respaldados por la generación de la central Santa María. En efecto, de haber contado con la generación de la Central Santa María durante el primer semestre del 2011 la generación base (hidráulica y carbón) habría representado cerca de un 70% de los compromisos del período.

Durante el 2T11 se concretaron compras de energía y potencia en el mercado CDEC por US\$11,2 millones, lo que significó un aumento de US\$10,2 millones con respecto al 2T10 y una disminución de US\$39,3 millones respecto al 1T11. En términos acumulados, las compras en el mercado CDEC a Jun11 ascendieron a US\$61,7 millones, un aumento de US\$53,6 millones en comparación a igual período del año anterior. Este aumento se debió a mayores compromisos contractuales adquiridos a partir del año 2011, los cuales se esperaba cumplir con la generación de la central a carbón Santa María, generación que debió ser reemplazada por centrales térmicas de respaldo a generación diesel o en su defecto comprando energía en el mercado CDEC a un costo spot similar al costo variable de este tipo de centrales.

## Costos de la Operación

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 2T11 fueron de US\$310,6 millones, aumentando en un 138,5% con respecto a los del 2T10, y un 9,9% con respecto al 1T11. En términos acumulados a Jun11, alcanzaron los US\$593,4 millones, un 144,8% ó US\$351 millones mayores a los registrados en igual período del año anterior.

Los costos de combustibles durante el 2T11 alcanzaron los US\$256,2 millones, superiores en un 154,1% con respecto al 2T10 y en un 32% respecto al 1T11. En términos acumulados, los costos de combustibles a Jun11 ascendieron a US\$450,3 millones, un aumento de 154,1% respecto a igual período del año anterior. Este aumento es producto de la menor generación hidro que presentó la compañía a Jun11 (vs Jun10) por las razones expuestas, de un aumento en los precios internacionales del petróleo y de los mayores compromisos vigentes para el año 2011. El costo en

compras de petróleo diesel a Jun11 fue de US\$228,7 millones lo que representa un alza de 84,1% en comparación a igual período de 2010. En cuanto al gas natural, el costo fue de US\$221,6 millones, un 317,9% mayor en comparación Jun10 que fue de US\$53 millones.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el primer semestre 2011 fue de US\$98,5 por barril, un 25,5% mayor al promedio de US\$78,5 durante el primer semestre del 2010.

Los costos de peajes registrados en el 2T11 alcanzan a US\$28,9 millones, un aumento de 73,9% con respecto al 2T10 y de 10,3% respecto al 1T11. En términos acumulados, los costos de peajes a Jun11 fueron de US\$55,2 millones, superiores en un 59,1% a los registrados en igual período del año anterior. Las diferencias a nivel acumulado son consecuencia del ingreso de nuevos contratos de sub-transmisión y a reliquidaciones registradas durante el período.

Los otros costos del 2T11 fueron de US\$14,3 millones, un aumento de 21% respecto al 2T10 y de 20,2% respecto al 1T11. En términos acumulados, los otros costos a Jun11 ascendieron a US\$26,2 millones, un 17,3% superiores a los registrados a Jun10. La principal causa del aumento son los mayores costos de mantención en centrales por US\$1,7 millones.

## 2.2 ANÁLISIS DE ÍTEMS NO OPERACIONALES

Los ítems no operacionales del 2T11 alcanzaron ganancias por US\$2,2 millones, que se compara positivamente con las pérdidas de US\$23,5 millones del 2T10 y de US\$12,2 millones del 1T11. Las principales diferencias se explican por los ítems Gastos Financieros y Diferencias de Cambio. En términos acumulados, los ítems no operacionales mostraron una pérdida por US\$9,9 millones a Jun11, que se compara positivamente con la pérdida de US\$69,5 millones a Jun10.

*Gastos Financieros:* Los gastos financieros durante el 2T11 fueron de US\$7,6 millones, menores en US\$3,2 millones a los registrados el 2T10 y en US\$0,7 millones a los del 1T11. En términos acumulados, los gastos financieros a Jun11 alcanzaron a US\$15,9 millones, inferiores en US\$14,3 millones a los registrados a Jun10. La variación se debe principalmente a una mayor activación de gastos financieros por un monto de US\$9 millones - producto de los proyectos que está llevando a cabo la Compañía - y a que durante febrero del año anterior se prepagó un crédito sindicado por el cual se debió amortizar los gastos activados por US\$7 millones, situación que fue no recurrente.

*Ingresos Financieros:* Los ingresos financieros durante el 2T11 alcanzaron los US\$0,9 millones, inferiores en US\$1,8 a los registrados el 2T10 y en US\$3,9 millones a los del 1T11. En términos acumulados, los ingresos financieros a Jun11 alcanzaron a US\$5,7 millones, inferiores en US\$0,4 millones a los registrados a Jun10.

*Otras ganancias (pérdidas):* Las Otras ganancias (pérdidas) durante el 2T11 registraron una pérdida de US\$4,2 millones, comparada con la pérdida de US\$2,7 millones del 2T10 y de US\$0,3 millones del 1T11. En términos acumulados, las Otras ganancias (pérdidas) a Jun11 alcanzaron pérdidas por US\$4,5 millones, inferiores en US\$18,9 millones a las registradas a Jun10.

*Diferencia de Cambio:* La diferencia de cambio generada durante el 2T11 registró un ingreso de US\$7,2 millones, superior en US\$22,5 millones a lo registrado el 2T10 y en US\$16,2 millones a lo del 1T11. En términos acumulados, la diferencia de cambio a Jun11 alcanzó a US\$1,8 millones, superior en US\$24,5 millones a lo registrado a Jun10. La variación es debido a una apreciación en 14,4% 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.

*Gasto por Impuesto a las Ganancias:* El impuesto a las ganancias presenta un ingreso a Jun11 de US\$2,3 millones, producto de la pérdida acumulada que muestra la compañía y a la apreciación en términos reales del tipo de cambio. Este factor influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevadas en pesos chilenos.

### 3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2010 y al 30 de junio de 2011.

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

	Dic-10	Jun-11
<b>Activo corriente en operación</b>	1.088,9	895,6
Efectivo y equivalentes al efectivo	554,5	352,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	308,4	278,3
<i>Ventas normales</i>	132,6	150,4
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	104,0	49,7
<i>Deudores varios</i>	71,8	78,2
Activos por impuestos corrientes	178,4	205,4
Otros activos corrientes	47,5	59,9
<b>Activos no corrientes</b>	4.675,0	4.851,9
Propiedades, planta y equipo, neto	4.431,6	4.565,0
Otros activos	243,5	286,9
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>5.763,9</b>	<b>5.747,5</b>
Pasivos corrientes en operación	351,0	413,2
Pasivos no corrientes	1.936,6	1.897,9
Patrimonio neto	3.476,3	3.436,4
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>5.763,9</b>	<b>5.747,5</b>

*Efectivos y Equivalentes al efectivo:* El rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$352 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para red denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$350,1 millones. Durante el primer semestre 2011 la compañía vio disminuida su caja debido a mayores desembolsos producto de los proyectos de inversión que actualmente lleva a cabo, y a un mayor consumo de gas y diesel consecuente con la mayor generación termo del periodo.

*Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar:* El rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$278,3 millones, una disminución de 9,8% respecto a Dic10. Al analizar los distintos componentes de esta cuenta por cobrar se aprecian menores 'Ventas distribuidores sin contrato' de US\$54,3 millones producto de la recaudación de las ventas bajo RM88 durante los primeros seis meses del año – cuenta que se estima durante este año será cobrada en su totalidad siguiendo el patrón histórico de cobro que ha exhibido. El ítem 'Deudores Varios' presenta una variación positiva de US\$6,4 millones debido principalmente a que registra las cuentas por cobrar de siniestros con cobertura de seguros. Por último, las 'Ventas Normales' presentaron una variación positiva de US\$17,8 millones producto de una mayor venta a clientes con contrato durante el año 2011.

*Cuentas por Cobrar Impuestos Corrientes:* Las cuentas por cobrar impuestos corrientes registran un saldo de US\$205,4 millones al 30 de junio de 2011, un aumento de 15,1% respecto al cierre del año 2010, lo cual se debe principalmente al crédito fiscal generado por la compra de diesel durante el período, impuesto específico que se está 'acumulando' desde Abr11 en el balance, producto del término en Mar11 de la franquicia tributaria que permitía a las empresas generadoras con capacidad instalada mayor a 1.500 kW recuperar dicho impuesto (ley 20.258), y al IVA Crédito generado por los proyectos de inversión que actualmente está llevando a cabo la compañía.

*Activos No Corrientes:* La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.565 millones al cierre de junio de 2011, un aumento de 3% respecto a Dic10, explicado por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía.

*Pasivos Corrientes en Operación:* Los Pasivos Corrientes en Operación alcanzaron a US\$413,2 millones, un aumento de 17,8% a Jun11 en comparación al cierre de Dic10. Este aumento se explica principalmente por mayores pasivos por pagar a proveedores por US\$105 millones, parcialmente compensados por menores impuestos a la renta por pagar de US\$18 millones y menores dividendos mínimos provisionados.

*Pasivos No Corrientes en Operación:* Los Pasivos No Corrientes en Operación totalizaron US\$1.898 millones al cierre de Jun11, una disminución de 2% en comparación a Dic10, debido principalmente al traspaso de la porción de corto plazo de un crédito denominado en pesos por US\$25 millones y a menores obligaciones por bonos en UF por US\$25 millones, parcialmente compensados por menores gastos activados por US\$7 millones y mayores impuestos diferidos por pagar por US\$13 millones.

*Patrimonio:* La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.436 millones, una variación negativa de 1,2% durante el primer semestre 2011. Esta baja se explica principalmente por menores ganancias acumuladas, y debido a que el patrimonio contiene un cargo de US\$ 26,6 millones realizado de acuerdo a la NIC 8. Dicho cargo se origina en una sub-determinación de impuestos de los años 2009 y 2010, situación que tuvo su origen en el saldo del activo fijo tributario cargado a los sistemas contables al momento de adoptar IFRS.

#### 4. INDICADORES

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ciertos índices financieros. Los indicadores financieros de balance son calculados a la fecha que se indica y los del estado de resultados consideran el resultado acumulado a la fecha indicada.

**Tabla 4:** Índices Financieros

Indicador	Jun-10	Jun-11
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4,07	2,17
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	4,00	2,00
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,62	0,67
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	12,55%	17,88%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	87,45%	82,12%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,94	N/A
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	2,34%	-1,30%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	1,37%	-0,79%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	3,58%	-0,85%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Jun11 más el patrimonio a Jun10 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Jun11 más el total de activo a Jun10 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Jun11 más el total de Propiedad, planta y equipo a Jun10 dividido por dos.

## 5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

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

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Jun-10	Jun-11		2T10	1T11	2T11
484,4	554,5	<b>Efectivo Equivalente Inicial</b>	649,9	554,5	441,2
0,3	0,0	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	4,6	-	-
214,5	13,1	Flujo Efectivo de la Operación	116,2	39,8	(26,7)
140,7	(21,4)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(52,5)	(30,6)	9,2
(212,0)	(194,4)	Flujo Efectivo de Inversión	(83,9)	(114,5)	(79,9)
<b>143,2</b>	<b>(202,7)</b>	<b>Flujo Neto del Periodo</b>	<b>(20,2)</b>	<b>(105,3)</b>	<b>(97,4)</b>
(16,0)	0,2	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(22,6)	(8,0)	8,2
<b>611,7</b>	<b>352,0</b>	<b>Efectivo Equivalente Final</b>	<b>611,7</b>	<b>441,2</b>	<b>352,0</b>

Las actividades de la operación durante el 2T11 generaron un flujo neto negativo de US\$26,7 millones en comparación a los US\$ 39,8 millones del 1T11. Esta caída se explica por el menor EBITDA, mayores desembolsos por 'Impuestos a las Ganancias' y mayores requerimientos de capital de trabajo en especial por concepto de impuesto específico a los combustibles. En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Jun11 de US\$13,1 millones, el que se explica fundamentalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$813 millones – monto que incluye la recaudación efectuada por concepto de RM88, parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$684 millones, desembolsos por gastos financieros netos de US\$30,5 millones, pago de impuestos por US\$52,3 millones y otros pagos por US\$33 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto positivo de US\$9,2 millones durante el 2T11, que se explica por las operaciones de confirming que comenzaron a efectuarse durante el mes de Abr11, que significaron ingresos por US\$31 millones, parcialmente compensados por 'Dividendos Pagados' por US\$19 millones – que se comparan con US\$50 millones en el 2T10 y US\$19 millones en el 1T11- y la amortización de capital de un bono por US\$2,9 millones. En términos acumulados, las actividades de financiamiento originaron un flujo neto negativo a Jun11 de US\$ 21,4 millones principalmente debido al pago de dividendos por un monto de US\$38 millones y la amortización de un crédito por US\$11,9 millones, parcialmente compensados por operaciones de confirming por US\$31 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$79,9 millones durante el 2T11, que se explica por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos por US\$76,7 millones - que se comparan con las incorporaciones del 2T10 de US\$85,1 millones y las del 1T11 de US\$124,3 millones – y los aportes entregados a la coligada Hidroaysén por US\$4,1 millones – que se comparan con los aportes del 1T11 de US\$5,1 millones. En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$194,4 millones a Jun11, principalmente debido a incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$201 millones producto de los proyectos en etapa de construcción, y a los aportes entregados a la coligada

Hidroaysén por US\$9,2 millones, parcialmente compensados por la devolución del IVA referente a desembolsos en proyectos de inversión por US\$14,9 millones.

## **6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS**

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.620 MW, conformada por 1.347 MW en unidades térmicas y 1.273 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 25% del mercado.

Los resultados de la compañía presentan una variabilidad estructural por cuanto dependen de condiciones exógenas como son la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas y carbón) entre otros. En años secos se debe aumentar la producción de unidades térmicas con petróleo diesel o incrementar las compras de energía en el mercado spot a costos marginales marcados por esta misma tecnología.

### **6.1 Perspectiva de mediano plazo**

La Compañía presentó resultados operacionales muy inferiores a los de igual período del año anterior, principalmente producto de la mayor generación térmica con diesel y gas - a consecuencia de la hidrología seca que el SIC (Sistema Interconectado Central) ha enfrentado durante el invierno pasado y los primeros seis meses del año - y a la acumulación de la reserva hídrica decretada por el Ministerio de Energía, situaciones que han provocado una menor generación hidráulica comparado a un año normal. Junto con lo anterior, Colbún aumentó su nivel de compromisos comerciales en el año 2011 los que estarían respaldados por un aumento de la capacidad de generación base dada por la puesta en marcha de la central térmica a carbón Santa María. La puesta en marcha de dicha central se encuentra postergada hasta el último trimestre del año 2011 por efecto de atrasos del contratista principal y del terremoto. El aumento de compromisos comerciales y el atraso de la puesta en marcha de Santa María, implicaron que el impacto de una hidrología seca como la que ha ocurrido desde el invierno del 2010, fuera mucho mayor que en una condición de régimen.

La política comercial de la compañía contempla un nivel de contratación que se adecua a su capacidad de generación competitiva. Esto considera su capacidad de generación hidráulica en un año medio a seco, y su capacidad de generación térmica competitiva con carbón. Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías secas, lo acota a niveles aceptables. Tal fue el caso del ejercicio 2010, donde a pesar de una condición hidrológica seca, la compañía presentó un EBITDA de US\$ 331 millones. Sin embargo la política comercial no tiene como único propósito disminuir la exposición a hidrologías secas, sino que también generar un perfil de ingresos en períodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción. Es por esto que el nivel de compromisos comerciales aumentó el año 2011 en circunstancias que se esperaba la puesta en marcha de la central Santa María a principios de año. A raíz del atraso en la puesta en operación de dicha central, ha aumentado transitoriamente la exposición a las condiciones hidrológicas y al precio de los commodities para este año. En efecto, la energía que hubiese generado dicha planta ha sido reemplazada por mayor generación con diesel, o por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente ha estado marcado por esa misma tecnología. Esta exposición se encuentra mitigada en parte por la cobertura de perjuicio de paralización de la póliza

de seguro de Todo Riesgo Construcción y Montaje con que cuenta el proyecto, la cual contiene deducibles estándares, así como por las indemnizaciones previstas en el contrato de construcción en caso de atraso del contratista. A partir del año 2012, con la central Santa María operando y con el término de algunos contratos comerciales que se suscribieron a principios del 2000, la Compañía presentará un nivel de contratos adecuado a su capacidad de generación competitiva.

## **6.2 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, y diversificando sus fuentes de generación.

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

**Proyecto Santa María:** Este proyecto está considerado dentro de la categoría de generación térmica competitiva y consiste en la construcción de una central a carbón con una capacidad de aproximadamente 342 MW de potencia nominal neta. Se estima la entrada en operación de la central para el último trimestre del 2011. Actualmente el proyecto se encuentra en etapa de comisionamiento y pruebas. Durante el segundo trimestre del año se realizó el primer encendido de la caldera principal y se finalizó la etapa de construcción del sitio de cenizas.

**Proyecto San Pedro:** En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW), ubicado en las comunas de Los Lagos y Panguipulli, se continúa realizando estudios para consolidar el conocimiento del terreno, los cuales continuarán durante el año 2011. Con la información recabada a la fecha se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la campaña de estudios adicionales.

**Proyecto Angostura:** Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW aprovechará los recursos hídricos de los ríos Bío Bío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente el proyecto se encuentra en plena etapa de ejecución con la construcción de los túneles de desvío, caverna de máquina, túneles de aducción y pretil, entre otras obras. Entre los hitos más importantes alcanzados recientemente se encuentra la finalización de la tercera etapa de excavación de la caverna de máquinas.

Además, la Compañía en conjunto con ENDESA - quien tiene un 51% - posee una participación de un 49% en Hidroaysén, sociedad que espera desarrollar proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén, los que contarán con 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 recibió la aprobación ambiental para construir cinco centrales hidroeléctricas en abril de 2011 y actualmente se encuentra en proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental y de la ingeniería del proyecto de transmisión.

### **6.3 Política Medioambiental y desarrollo con la comunidad**

En el desarrollo de sus proyectos Colbún ha puesto énfasis en su 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 tanto convencionales como no convencionales.

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

Corresponden a los 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. También dentro de esta categoría están los riesgos asociados al desarrollo de proyectos y fallas en las unidades de generación. Los principales riesgos para este año se encuentran asociados a la hidrología, el precio de los combustibles, riesgos de fallas y riesgos en el desarrollo de proyectos.

#### **6.4.1. Riesgo hidrológico**

Aproximadamente el 50% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidráulicas, las que permiten suministrar los compromisos de la empresa con una estructura de costos competitiva. Sin embargo, en condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado o ciclo abierto principalmente con diesel o realizar compras de energía en el mercado CDEC para el suministro de sus compromisos con clientes.

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 un nivel de contratos consistente con su capacidad de generación competitiva dada por la generación hidráulica y térmica a carbón, cuando entre en operaciones la central Santa María. Adicionalmente se han incorporado en algunos contratos factores de indexación asociados a la condición hidrológica. Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante supervisión con el objeto de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran (contratación de seguro híbrido WTI/hidrología, cobertura de precios de combustibles, suministro de combustibles alternativos como el GNL, etc).

#### **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 aumentar la producción de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado CDEC 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.

Las coberturas, para mitigar el conjunto de riesgos se revisan periódicamente con el objeto de mantener estructuradas las medidas de mitigación de los riesgos que enfrenta o pueda llegar a enfrentar la Compañía. Cabe señalar que parte de este riesgo se ha mitigado debido a la existencia de nuevos contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles. Con el mismo objeto de reducir la exposición a precios elevados del petróleo durante el año 2011, Colbún ha ejecutado un programa de cobertura del precio del petróleo mediante la compra de opciones *call* sobre WTI y ha perfeccionado un acuerdo con ENAP para el suministro de gas natural para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco y una unidad de ciclo abierto del complejo Candelaria durante el período Ene11 a May11. En el caso del complejo Nehuenco, este acuerdo se extendió hasta Ago11.

#### 6.4.3 Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y transmisión es fundamental para garantizar los niveles de producción que permiten cubrir adecuadamente los compromisos comerciales. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos regulares a sus equipos acorde a las recomendaciones de sus proveedores y a la experiencia acumulada acerca de fallas y accidentes a lo largo de su historia operacional. Durante los últimos años, y producto de la mayor generación diesel, los equipos para generación térmica – que originalmente estaban diseñados para operar con gas natural – han aumentado sus horas equivalentes de operación en comparación a si las unidades hubiesen generado con gas. Como resultado los equipos han requerido un mantenimiento con mayor frecuencia al habitual y han presentado menores niveles de disponibilidad. Se han adoptado las políticas de mantención, los procesos y procedimientos así como las inversiones necesarias para aumentar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las unidades térmicas.

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

#### 6.4.4 Riesgos de construcción de proyectos

La construcción de nuevos proyectos puede verse afectada por factores tales como: retrasos en la obtención de aprobaciones ambientales, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos, oposición de grupos de interés (*stakeholders*) locales e internacionales, condiciones geográficas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

Actualmente Colbún se encuentra en etapa de construcción de tres proyectos de manera simultánea, por lo que cualquiera de estos factores puede repercutir negativamente en el avance programado y además aumentar el costo final estimado. Esta situación puede generar un efecto adverso en la operación habitual del negocio, pues significa aplazar la puesta en marcha de centrales de generación competitivas por un tiempo indeterminado y reemplazar su generación por mayor generación con petróleo diesel, o en su defecto por mayores compras en el mercado spot a un costo

marginal que igualmente estaría marcado por esa misma tecnología.

La exposición de la compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera la generación de las centrales en construcción una vez que tengan elevados niveles de certidumbre en los plazos de puesta en marcha, para efectos de definir el nivel de compromisos comerciales. Alternativamente incorporamos altos 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 debido a la contratación de pólizas de tipo Todo Riesgo de Construcción que cubren tanto daño físico como pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

#### 6.4.5 Riesgos Regulatorios

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

Es importante mencionar que durante el primer trimestre del año 2011 el Ministerio de Energía publicó un Decreto Preventivo de Racionamiento Eléctrico con el fin de tomar medidas de forma anticipada para evitar situaciones de estrechez energética y cortes de suministro durante el año 2011, producto de la hidrología seca del año 2010 y previendo que esta situación se repita durante el año 2011. El Decreto en sus aspectos relevantes establece la autorización a las empresas generadoras y distribuidoras del SIC a adoptar medidas como promover disminuciones del consumo de electricidad y pactar con sus clientes reducciones de consumo. Además establece garantizar que la operación de las centrales hidro de embalse del sistema permita la generación de una reserva hídrica efectivamente disponible equivalente a 500 GWh, reducir los plazos de conexión de nueva generación y permitir una operación más flexible del sistema de transmisión.

Otro cambio regulatorio que se oficializó durante el trimestre fue la publicación de la nueva norma de emisiones para termoeléctricas. La nueva norma fija límites para las emisiones y establece el plazo para cumplir con esos límites. La nueva regulación distingue dos categorías de plantas: las existentes y las nuevas. En el caso de Colbún, todas sus centrales térmicas (incluyendo la central Santa María) cumplen con las nuevas exigencias y se estima que no se requerirá inversiones adicionales para el cumplimiento de esas centrales.

#### 6.5 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 un resultado por diferencia de cambio de aprox. US\$4,7 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 las estimaciones de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y *collars*.

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

Tasas de interés	31.12.2010	30.06.2011
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 del año 2010. Estos instrumentos por un notional de US\$250 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. Sin perjuicio de lo anterior, durante los últimos meses se han observado atrasos en los pagos de ciertos 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 Jun11 la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-, a excepción de una inversión en euros que se encuentra con contrapartes internacionales con clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo

equivalente a grado de inversión y sobre un 85% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A o superior.

*Riesgo de liquidez:* Este riesgo viene dado 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.

A Jun11 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$352 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 90 días. Asimismo, la compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 5 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.