

## ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE MARZO DE 2011

### 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- Los resultados de la Compañía presentan al primer trimestre de 2011 (1T11) una pérdida controladora de US\$28,9 millones, la cual se compara desfavorablemente con la ganancia controladora del 1T10 de US\$22,9 millones.
- El EBITDA<sup>1</sup> del 1T11 alcanzó a US\$16,8 millones, una disminución de 81,7% en comparación con el 1T10, que fue de US\$91,7 millones. Las mayores ventas valoradas del 1T11 respecto a igual trimestre del año anterior, se vieron opacadas por mayores costos de Materias Primas y Consumibles, a consecuencia de la mayor generación térmica con Gas y Diesel producto de la condición hidrológica seca en la zona centro-sur del país. De esta forma el margen EBITDA acumulado a Mar11 fue de 5,3% una baja desde 42,2% a Mar10.
- Las ventas físicas durante el 1T11 alcanzaron 2.695 GWh, un 22,8% superiores a las ventas físicas de igual período del año anterior, debido principalmente a la entrada en vigencia del contrato con el distribuidor Chilectra – contrato que comenzó a regir desde Ene-11 y un aumento en el consumo de Clientes Libres, parcialmente compensado por una menor venta al mercado spot de 87 GWh.
- La generación hidráulica del 1T11 alcanzó 1.166 GWh, mostrando una disminución de 24,5% en comparación al 1T10. La generación térmica alcanzó a 1.428 GWh - un 117,5% superior a la generación térmica del 1T10 (657 GWh) – de los cuales 984 GWh fueron generados con Gas y 444 GWh fueron generados con Diesel. Durante el 1T11 Colbún fue un comprador neto de energía en el mercado spot por un monto de 117 GWh. En el 1T10 fue un vendedor neto por 55 GWh.
- El costo marginal del 1T11 promedió 226 US\$/MWh en Alto Jahuel, un 70,5% mayor comparado con los 132,5 US\$/MWh promedio durante igual trimestre del año anterior. 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 del año 2010, y la consecuente mayor generación térmica en el SIC, y el aumento en el precio del WTI durante el último trimestre. Como referencia, el precio promedio del WTI durante el 1T11 fue de US\$94,6 por barril, un 19,9% mayor al promedio de US\$78,88 durante el 1T10. La generación diesel de Colbún para el 1T11 fue un 47,4% superior a la generación diesel del 1T10.

---

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

- El agua caída en el año hidrológico 2010-11, que comenzó en abril 2010 y terminó en marzo 2011, 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, registraron una desviación negativa respecto a las precipitaciones medias de -47%, -33%, -25% y -16%, respectivamente. Como se observa, si bien existen diferencias entre cuencas, todas presentan déficits lo que queda en evidencia al constatar que a nivel de Sistema Interconectado Central el año hidrológico se ubicó dentro de los más secos de la serie histórica. El mes de abril del año en curso marca el comienzo del año hidrológico 2011-12 y si bien registró superávits importantes en las cuencas del Maule, Laja y Canutillar, los estadígrafos no pueden mostrar tendencia aún.
- Respecto al proyecto Santa María (342 MW), estimamos la entrada en operación de la central para el último trimestre del 2011. Actualmente el proyecto se encuentra entrando en la relevante etapa de comisionamiento y pruebas. A la fecha se han puesto en servicio varios sistemas auxiliares siendo el próximo hito importante el primer encendido de la caldera principal.
- El proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW) 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.
- El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), 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 segunda etapa de excavación de la caverna de máquinas.
- El 17 de Febrero de 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 exige que la operación de las centrales hidráulicas de embalse del sistema, formen y mantengan una reserva hídrica equivalente a 500 GWh, reduce los plazos de conexión de nueva generación y permite una operación más flexible del sistema de transmisión.
- En relación con la formación de reserva de energía ya mencionada, las consecuencias del decreto en Colbún han sido: El sistema como un todo

acumuló una reserva hídrica de 136,5 GWh al cierre del trimestre, correspondiendo a Colbún aproximadamente un 25% del costo de la formación de ésta, esto es un costo de US\$8,8 millones, también reconocido a nivel del balance de inyecciones y retiros del CDEC. El monto a recuperar de este costo dependerá de los costos marginales en el momento que se disponga del agua embalsada para generación eléctrica.

- Al cierre del 1T11, Colbún cuenta con una liquidez de US\$441,2 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$440,7 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.

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 1T11y 1T10.

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

	Cifras Trimestrales	
	1T10	1T11
<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>217,5</b>	<b>315,2</b>
Venta a Clientes Regulados	103,0	144,2
Venta a Clientes Libres	84,2	115,4
Ventas a Clientes Sin Contrato	-	-
Ventas otras generadoras	10,3	8,7
Otros ingresos	20,0	46,9
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(112,1)</b>	<b>(282,8)</b>
Peajes	(18,1)	(26,3)
Compras de Energía y Potencia	(7,2)	(50,5)
Consumo de Gas	(39,7)	(120,9)
Consumo de Petróleo	(36,7)	(73,2)
Otros	(10,4)	(11,9)
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>105,4</b>	<b>32,4</b>
Gastos por beneficios a empleados	(7,9)	(10,9)
Otros gastos, por naturaleza	(5,8)	(4,7)
Gastos por depreciación y amortización	(30,9)	(31,3)
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>60,9</b>	<b>(14,5)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>91,7</b>	<b>16,8</b>
Ingresos financieros	3,4	4,8
Gastos financieros	(19,4)	(8,3)
Resultados por unidades de reajuste	1,6	0,7
Diferencias de cambio	(11,0)	(9,0)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	(0,0)	-
Otras ganancias (pérdidas)	(20,6)	(0,2)
<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(46,0)</b>	<b>(12,0)</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>14,9</b>	<b>(26,5)</b>
Gasto por impuesto a las ganancias	10,5	(2,4)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>25,4</b>	<b>(28,9)</b>
GANANCIA (PÉRDIDA)	25,4	(28,9)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>22,9</b>	<b>(28,9)</b>
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	2,5	0,0

## 2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 1T11 ascendió a US\$16,8 millones, un 81,7% inferior a los US\$91,7 millones del 1T10.

Las ventas de energía y potencia del 1T11 ascendieron a US\$268,3 millones, lo que significó un aumento de un 35,8% respecto a igual trimestre del año anterior, debido a mayores ventas físicas de energía de 22,8% y a mayores precios promedio monómicos de 13,1%.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 1T11 ascendieron a US\$282,8 millones, mayores en un 152,3% a los registrados durante el 1T10, producto de un mayor consumo de combustibles para la generación y mayores compras de energía en el mercado CDEC.

### 2.1.1 Ventas Físicas

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

**Tabla 2:** Ventas Físicas y Generación

<b>Ventas</b>	<b>Cifras Trimestrales</b>	
	<b>1T10</b>	<b>1T11</b>
<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>2.195</b>	<b>2.695</b>
Clientes Regulados	980	1.476
Clientes Libres	1.119	1.209
Distribuidoras s/Contratos	0	0
Ventas CDEC	96	9
<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.187</b>	<b>1.419</b>

<b>Generación</b>	<b>Cifras Trimestrales</b>	
	<b>1T10</b>	<b>1T11</b>
<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>2.200</b>	<b>2.594</b>
Hidráulica	1.543	1.166
Térmica Gas	355	984
Térmica Diesel	301	444
<b>Compras CDEC</b>	<b>41</b>	<b>126</b>

## 2.1.2 Ingresos de actividades ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 1T11, ascendieron a US\$315,2 millones, un 44,9% mayor a los obtenidos durante el 1T10.

### Ventas de Energía y Potencia

*Ventas a Clientes Regulados:* Las ventas valoradas del 1T11 alcanzaron US\$144,2 millones, mayores en 39,9% con respecto al 1T10. Este aumento se debe a mayores ventas físicas de 50,7% - principalmente por la entrada en vigencia del contrato con Chilectra - y a un leve aumento del precio promedio monómico, el cual no se refleja al realizar el cociente entre ventas valoradas y ventas físicas producto de que el suministro de potencia a Chilectra comienza a regir desde el segundo trimestre 2011, situación que 'altera' el precio promedio monómico del trimestre para este segmento de clientes.

*Ventas a Clientes Libres:* Las ventas valoradas alcanzaron los US\$115,4 millones en el 1T11, un aumento de 36,9% respecto a los US\$84,2 millones del 1T10. Este aumento se debe a mayores ventas físicas de 8,1% (1.209 GWh el 1T11 versus 1.119 GWh el 1T10) y a mayores precios promedio monómicos de 26,9% - impulsados principalmente por la indexación al costo marginal de algunos contratos.

*Ventas CDEC:* Durante el 1T11, hubo ventas por 9 GWh al CDEC, equivalentes a US\$ 8,7 millones, menores a las ventas CDEC del 1T10 que alcanzaron 96 GWh, equivalente a un monto de US\$10,3 millones.

*Otros Ingresos:* Los otros ingresos ordinarios alcanzaron los US\$46,9 millones el 1T11, mayores en 134,6% con respecto al 1T10. Este aumento se debe principalmente a reliquidaciones de peajes (unitario y adicional) correspondientes al año 2010 por US\$8,7 millones, al pago de una indemnización por parte de CGED por un monto de US\$11,7 millones producto de un advenimiento y finiquito por diferencia de precios cobrados entre los años 2006 y 2010, y a mayores ingresos tarifarios por peajes.

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

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 1T11 fueron de US\$282,8 millones aumentando en un 152,3% o US\$170,7 millones con respecto a los del 1T10.

Debido a la hidrología seca del primer trimestre 2011 Colbún se vio en la obligación de modificar su mix de generación, siendo la generación térmica la principal fuente de energía. La generación térmica del 1T11 aumentó un 118% con respecto al 1T10, y la generación hidro disminuyó un 24,4%, para igual período de comparación. El mix de generación significó que solo el 43,4% de los compromisos fuese cubierto con generación hidro (vs 73,5% del 1T10) y el 53,2% con generación termo (vs 26,5% del 1T10). Los compromisos restantes se cumplieron mediante compras de energía en el mercado CDEC – compras marcadas por tecnología termo a un costo marginal promedio de \$226 US\$/MWh (1T11). Del total de generación térmica, 68,9% fue producto de generación con Gas y un 31,1% producto de generación con Diesel. La mayor generación con Gas se debe a un acuerdo con ENAP para el suministro de gas natural proveniente de GNL para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco, y la obtención de gas natural para la operación de la Central Candelaria.

Durante el 1T11 existieron compras de energía y potencia en el mercado CDEC por US\$50,5 millones, lo que significó un aumento de US\$43,3 millones con respecto al 1T10. Este aumento se debió a mayores compromisos contractuales adquiridos a partir del año 2011, los cuales se pensaba 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. Además, dentro de este ítem encontramos el mayor costo asumido por Colbún producto de la formación de la reserva hídrica de energía decretada por el ministerio de energía, situación que significó un costo de US\$8,8 millones.

Los costos de combustibles durante el 1T11 alcanzaron los US\$194,1 millones, aumentando en un 154% con respecto al 1T10. Este aumento es producto de la menor capacidad de generación hidro que presentó la compañía durante el 1T11 (vs 1T10) producto de la menor disponibilidad de agua en las cuencas relevantes para Colbún, un aumento en los precios internacionales del petróleo y de los mayores compromisos vigentes para el año 2011. El costo del diesel fue de US\$73,2 millones lo que representa un alza de 99,6% en comparación a igual período de 2010. En cuanto al gas natural, el costo a Mar11 fue de US\$120,9 millones, un 204% mayor en comparación Mar10 que fue de US\$39,7 millones.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el primer trimestre 2011 fue de US\$94,6 por barril, un 19,9% mayor al promedio de US\$78,8 durante el primer trimestre del 2010.

Los costos de peajes registrados en el 1T11 alcanzan, a US\$26,3 millones, un aumento de 45,5% con respecto al 1T10. Las diferencias en comparación con el mismo período del año anterior surgen como consecuencia de la aplicación de las nuevas tarifas de transmisión troncal y de sub-transmisión.

Los otros costos del 1T11 fueron de US\$11,9 millones, un aumento de 14,1% y respecto al 1T10. La principal causa del aumento son los mayores costos de mantención en centrales por US\$1,2 millones.

### 3. ANÁLISIS DE ÍTEMS NO OPERACIONALES

Los ítems no operacionales del 1T11 alcanzaron pérdidas por US\$12 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$46 millones del 1T10. Las principales diferencias se debieron a menores Gastos Financieros y menores pérdidas en el ítem 'Otras ganancias (pérdidas)'.

*Gastos Financieros:* Los gastos financieros durante el 1T11 fueron de US\$8,3 millones, menores en US\$11,1 millones a los registrados el 1T10. La variación se debe a una mayor activación de gastos financieros 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 1T11 alcanzaron los US\$4,8 millones, superiores en US\$1,4 a los registrados el 1T10. Este aumento se debe principalmente a mayores intereses obtenidos por las colocaciones en pesos durante el 1T11 por un monto de US\$1,1 millones producto de una mejor tasa promedio en comparación a igual trimestre del año anterior.

*Otras ganancias (pérdidas):* Las Otras ganancias (pérdidas) durante el 1T11 mostraron una pérdida de US\$0,2 millones que se compara positivamente con la pérdida de US\$20,6 millones del 1T10. La variación se debe principalmente a que durante el 1T10 el prepagado de un crédito sindicado provocó que la valorización o *mark-to-market* negativo de ciertos derivados de tasa de interés asociados al crédito que al ser prepagado en Feb10 perdieron su condición de instrumento de cobertura, y por lo tanto su valorización se debió traspasar desde patrimonio a resultado según lo dispone IFRS.

*Diferencia de Cambio:* La diferencia de cambio generada durante el 1T11 alcanzó los US\$9 millones inferior en US\$2 a lo registrado el 1T10. La variación es debido a una depreciación en 2,9% 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 gasto a Mar10 de US\$2,4 millones. Si bien dada la condición de pérdida antes de impuestos debió reflejarse en un Ingreso por Impuestos, existe una serie de ajustes que se originan por llevar contabilidad tributaria en pesos y financiera en dólares. El principal factor que incide en este ítem es la variación del peso respecto al dólar y su efecto en el balance tributario, siendo las partidas más relevantes el activo fijo tributario y la pérdida tributaria (cuya moneda de cálculo es el peso chileno) respecto al balance financiero (cuya moneda funcional es el dólar). Como referencia el peso experimentó una depreciación de 2,9% durante el primer trimestre del año 2011.

#### 4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

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

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

	Dic- 10	Mar- 11
<b>Activo corriente en operación</b>	1.088,9	1.011,5
Efectivo y equivalentes al efectivo	554,5	441,2
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	308,4	327,1
<i>Ventas normales</i>	132,6	184,6
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	104,0	63,8
<i>Deudores varios</i>	71,8	78,7
Activos por impuestos corrientes	178,4	184,9
Otros activos corrientes	47,5	58,3
<b>Activos no corrientes</b>	4.675,0	4.753,7
Propiedades, planta y equipo, neto	4.431,6	4.505,0
Otros activos	243,5	248,7
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>5.763,9</b>	<b>5.765,2</b>
Pasivos corrientes en operación	334,1	386,4
Pasivos no corrientes	1.926,9	1.878,0
Patrimonio neto	3.502,9	3.500,8
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>5.763,9</b>	<b>5.765,2</b>

*Efectivos y Equivalentes al efectivo:* El rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$441,2 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para red denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$440,7 millones. Durante el primer trimestre 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 trimestre.

*Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar:* El rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$327,1 millones, un alza de 6% respecto a Dic10. Al analizar los distintos componentes de esta cuenta por cobrar se aprecian menores 'Ventas distribuidores sin contrato' de US\$40,2 millones producto de la recaudación de las ventas bajo RM88 durante el 1T11— 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\$6,9 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\$52

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\$184,9 millones al 31 de marzo de 2011, un aumento de 3,6% respecto al cierre del año 2010, la cual se debe principalmente al mayor crédito fiscal generado por la compra de diesel durante el trimestre.

*Activos No Corrientes:* La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.505 millones, al cierre de marzo de 2011, un aumento de 1,7% 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\$386,4 millones, un aumento de 15,7% a Mar11 en comparación al cierre de Dic10. Este aumento se explica principalmente por mayores pasivos por pagar a proveedores por US\$84 millones parcialmente compensados por menores dividendos mínimos provisionados.

*Pasivos No Corrientes en Operación:* Los Pasivos No Corrientes en Operación totalizaron US\$1.878 millones al cierre de Mar11, una disminución de 2,5% 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 impuestos diferidos por US\$9 millones

*Patrimonio:* La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.500,8 millones, una variación negativa de 0,1% durante el primer trimestre 2011. Esta baja se explica principalmente por menores ganancias acumuladas parcialmente compensadas por mayores reservas de cobertura.

## 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	Mar-10	Mar-11
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,80	2,62
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,73	2,57
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,65	0,65
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	14,78%	17,06%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	85,22%	82,94%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,82	-2,24
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	0,73%	-0,82%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	0,40%	-0,50%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	1,36%	-0,32%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Mar11 más el patrimonio a Mar10 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Mar11 más el total de activo a Mar10 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Mar11 más el total de Propiedad, planta y equipo a Mar10 dividido por dos.

## 6. 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 Trimestrales	
	1T10	1T11
<b>Efectivo Equivalente Inicial</b>	484,4	554,5
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	(4,3)	-
Flujo Efectivo de la Operación	98,3	39,8
Flujo Efectivo de Financiamiento	193,2	(30,6)
Flujo Efectivo de Inversión	(128,1)	(114,5)
<b>Flujo Neto del Período</b>	<b>163,4</b>	<b>(105,3)</b>
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	6,4	(8,0)
<b>Efectivo Equivalente Final</b>	<b>649,9</b>	<b>441,2</b>

Las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Mar11 de US\$39,8 millones, el que se explica fundamentalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$358,2 millones, parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$280,6 millones, desembolsos por gastos financieros netos de US\$16 millones y otros pagos por US\$21, 8 millones.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto negativo a Mar11 de US\$ 32,4 millones principalmente debido al pago de dividendos por un monto de US\$18,7 millones y la amortización de un crédito por US\$12 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$114,5 millones a Mar11, principalmente debido a incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$124,3 millones producto de los proyectos en etapa de construcción y a un crédito entregado a nuestra coligada Hidroaysén por US\$5,1 millones, parcialmente compensados por la devolución del IVA referente a desembolsos en proyectos de inversión por US\$14,9 millones.

## 7. 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 22% 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 marcados por esta misma tecnología. 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 y la capacidad propia en medios de generación, con el objetivo de obtener un aumento y estabilización de los ingresos, con un nivel aceptable de riesgos ante sequías. Para ello se requiere también mantener una adecuado mix de generación térmica e hidráulica. Para limitar el riesgo a la variación de los precios del combustible en los periodos que se prevé una exposición, se cuenta con una política de cobertura de combustibles.

### 7.1 Perspectiva de mediano plazo

La Compañía presentó resultados operacionales inferiores a los de igual período del año anterior, producto de que el SIC (Sistema Interconectado Central) enfrenta una de las condiciones hidrológicas más secas de los últimos 50 años lo que ha repercutido en el nivel de generación hidro de los primeros tres meses del año. Esta condición seca empezó a afectar los resultados de la Compañía a partir del 3T10 y como preveíamos afectó también el primer trimestre del año 2011, fecha que marca el término del año hidrológico. Por el momento el año hidrológico 2011-12 recién comienza, por lo que las favorables lluvias registradas el mes de abril no marcan tendencia.

La capacidad de enfrentar una condición extremadamente seca en forma satisfactoria se debe en gran medida a la reducción de contratos durante el año 2010, junto a la entrada en aplicación de las nuevas tarifas de los contratos con las distribuidoras a precios que contienen fórmulas de indexación que reflejan de mejor manera la estructura de costos de la empresa.

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. Es por esto que a raíz del atraso en la puesta en operación de la Central Santa María, aumentará transitoriamente la exposición a las condiciones hidrológicas y al precio de los commodities para este año. En efecto, se espera que la energía que hubiese generado dicha planta a partir de su entrada en operación, producto del atraso, sea reemplazada por mayor generación con diesel, o por mayores

compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente estaría 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.

## 7.2 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.

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. Estimamos la entrada en operación de la central para el último trimestre del 2011. Actualmente el proyecto se encuentra entrando en la relevante etapa de comisionamiento y pruebas. A la fecha se han puesto en servicio varios sistemas auxiliares siendo el próximo hito importante el primer encendido de la caldera principal.

**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. El proyecto obtuvo la aprobación ambiental de la COREMA de la región del Biobío en septiembre 2009. 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 segunda 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 se encuentra en proceso de tramitación ambiental.

### 7.3 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.

### 7.4 Riesgos del Negocio Eléctrico

Son los riesgos de carácter estratégico debido a factores externos e internos de la Compañía tales como el ciclo económico, hidrología, nivel de competencia, patrones de demanda, estructura de la industria, cambios en la regulación y niveles de precios de los combustibles. También dentro de esta categoría están los riesgos provenientes de la gestión de proyectos, fallas en equipos y mantenimiento. Los principales riesgos para este año se encuentran asociados a la hidrología, el precio de los combustibles y riesgos de fallas en equipos.

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

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, con una confiabilidad del 95%, se encuentra razonablemente mitigada mediante varios contratos de venta que se indexan al precio spot. 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.

*Riesgo de precios de los combustibles:* Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso de sus plantas térmicas o efectúa 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, así como, en general, las necesidades de instrumentos derivados de diversas instituciones financieras para mitigar el conjunto de riesgos se revisan periódicamente con el objeto de mantener permanentemente 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 proveniente de GNL 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. Adicionalmente tiene la opción de extender el referido suministro.

*Riesgos de fallas en equipos y mantención:* El mantenimiento de nuestros equipos para la generación es fundamental para garantizar el cumplimiento de los compromisos contractuales adquiridos. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimiento regular a sus equipos acorde a las recomendaciones de sus proveedores y 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 de esto los equipos han requerido un mantenimiento mayor al habitual.

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.

*Riesgos de construcción de proyectos:* La construcción de nuevos proyectos puede verse afectada por factores tales como: retrasos en la obtención de aprobaciones ambientales, retrasos de contratistas, modificaciones al marco regulatorio, aumento en el precio de los equipos, oposición de *stakeholders* locales e internacionales, condiciones geográficas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos y la incapacidad de obtener financiamiento a tasas competitivas.

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 contratos de suministro por un tiempo indeterminado o reemplazar la generación comprometida con una mayor generación diesel, o en su defecto por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente estaría marcado por esa misma tecnología. Por otra parte, la posición de liquidez se ve afectada producto de mayores costos tanto en la construcción como en la generación. 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.

*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 está 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, mantengan la existencia de una reserva hídrica efectivamente disponible equivalente a 500 GWh, reduce los plazos de conexión de nueva generación y permite una operación más flexible del sistema de transmisión.

## 7.5 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\$2,8 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**

	<b>31.12.2010</b>	<b>31.03.2011</b>
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 nocional 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. 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 Mar11 la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a grado de inversión y sobre un 80% de éstas poseen 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.

A Mar11 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$441 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 120 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.