

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2010

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- Los resultados de la Compañía presentan al tercer trimestre 2010 (3T10) una ganancia controladora de US\$19,3 millones, un 65,2% menor a la ganancia controladora del 2T10 de US\$55,5 millones, y un 19,6% menor a la ganancia controladora de US\$24,0 millones en igual trimestre del año anterior (3T09). En términos acumulados, el resultado al 30 de septiembre de 2010 presenta una ganancia controladora de US\$97,6 millones, un 35,6% menor a la ganancia controladora del mismo periodo del año anterior de US\$151,5 millones.
- El EBITDA¹ del 3T10 alcanzó a US\$41,2 millones, una disminución de 67,9% en comparación con el 2T10, que fue de US\$128,3 millones y una disminución de 57,7% con respecto al mismo trimestre del año anterior, que fue de US\$97,4 millones. En términos acumulados, el EBITDA a Sep10 totalizó US\$261,4 millones, un aumento de 9,7% en comparación con igual fecha del año anterior, que fue de US\$238,2 millones. Las ventas a su vez alcanzaron los US\$261,9 millones para el 3T10, menores en 4% a las ventas del trimestre anterior y un 5% menores en comparación al 3T09. De esta forma el margen EBITDA acumulado a Sep10 fue de 34,7% desde 27,2% en Sep09.
- Las ventas físicas durante el 3T10 alcanzaron 2.405 GWh, un 3,9% inferiores al trimestre anterior debido a una menor generación durante el período producto de la menor disponibilidad de agua en las cuencas relevantes para Colbún, lo que se tradujo en menores ventas al mercado spot. Al comparar las ventas con el mismo trimestre del año anterior, se verifica que éstas son un 15,8% menores, reflejando la reducción en el nivel de contratos dispuesta por la política comercial y el término del suministro a clientes sin contratos (RM88).
- La generación hidráulica del 3T10 alcanzó 1.112 GWh, mostrando una disminución de 32,6% en comparación al 2T10 y una disminución de 33,7% con respecto al 3T09. La generación térmica alcanzó a 1.263 GWh, un 45,3% superior a la generación térmica del 2T10, y un 48,5% superior a la del 3T09. En términos acumulados, la generación hidráulica a Sep10 alcanzó 4.304 GWh, un 8,8% inferior a lo generado a Sep09. La generación térmica alcanzó a 2.789 GWh, un 2,7% superior a la generación térmica del mismo periodo del año anterior. Durante el 3T10 se realizaron compras en el mercado CDEC de 46 GWh, lo cual se compara a nulas compras durante el 2T10, y a los 400 GWh del tercer trimestre 2009.

¹ 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.

Asimismo, las ventas realizadas en el mercado CDEC alcanzaron a 113 GWh en el 3T10, un 63,9% inferiores a las del 2T10 (312 GWh) y un 34,3% superiores a las del 3T09 (84 GWh), respectivamente.

- El costo marginal del 3T10 promedió 155,3 US\$/MWh en Alto Jahuel, un 5,3% mayor comparado con los 147,5 US\$/MWh promedio durante el 2T10, y un 74,6% mayor en comparación a igual trimestre del año anterior (89,0 US\$/MWh). Este aumento en el costo marginal fue producto de una mayor generación térmica en el SIC - alrededor de un 20% en comparación a igual período del año anterior con un importante componente diesel, combustible que reemplazó en parte la generación hidro producida durante el 3T09. Como referencia, el precio promedio del WTI durante el 3T10 fue de US\$76,2 por barril, un 2,4% menor al promedio de US\$78,05 durante el 2T10 y un 11,7% mayor al promedio de US\$68,2 registrado durante el 3T09. La generación diesel de Colbún para el 3T10 alcanzó a 1.237 GWh, un 83,2% superior a la generación diesel de trimestre anterior y un 49,7% superior a la de igual trimestre del año anterior.
- En cuanto a los ítems no operacionales, éstos presentaron una pérdida de US\$14,5 millones durante el 3T10 impulsado por una pérdida en el rubro 'Otras ganancias (pérdidas)' de US\$49,2 millones y gastos financieros de US\$9,2 millones, pérdidas que fueron parcialmente compensadas por Diferencias de Cambio positivas de US\$39,8 millones. El principal concepto incluido en los US\$ 49,2 millones de 'Otras pérdidas', es el pago de indemnización por término anticipado (US\$ 41,7 millones) de los contratos de transporte de gas con Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN"). La rescisión de estos contratos de largo plazo permitirá a Colbún un ahorro de costos correspondiente al pago anual por el resto de la vigencia de un servicio de transporte, que - por razones fuera de su control - en la práctica no estaba disponible.
- Durante el año hidrológico 2010-11, que comenzó en Abril 2010, el agua caída hasta Septiembre 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 respecto a las precipitaciones medias de -59%, -38%, -29% y -21%, respectivamente. Si bien existen diferencias entre cuencas, todas presentan déficits lo que se ha traducido en una menor generación hidráulica y una mayor generación térmica, lo que a su vez ha redundado en mayores costos térmicos respecto a los planificados para un año de hidrología normal.
- Respecto al proyecto Santa María, estimamos la entrada en operación de la central para el segundo semestre del 2011, atendido los retrasos del contratista a cargo de la construcción y los impactos del terremoto. A septiembre 2010 se han registrado en la contabilidad US\$ 45,5 millones, como baja de activo equivalente a los costos de reparación de daños debido al terremoto, de los cuales un 10% -correspondiente al deducible del seguro de Todo Riesgo de Construcción y Montaje- ha sido reconocido como

pérdida en el estado de resultados. Colbún S.A. conjuntamente con el contratista, sus asesores y el liquidador de seguros, continua en el proceso de determinación definitiva de los costos totales asociados al terremoto, incluidos tanto los gastos de reparación como la pérdida de beneficio esperada por retraso en la puesta en servicio. Colbún S.A. tiene vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo Construcción y Montaje", que incluye cobertura especial de perjuicios por paralización ("ALOP" - *advanced loss of profit*).

- En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW), ubicado en las comunas de Los Lagos y Panguipulli, se están concluyendo las obras preliminares, tales como la construcción de los caminos de acceso, el despeje de la vegetación en las áreas del proyecto y la construcción de los túneles de desvío, los que se encuentran con un 80% de avance. Con ocasión del despeje de las zonas del proyecto, Colbún decidió en marzo del 2010 realizar una nueva campaña de estudios para consolidar el conocimiento del terreno, la cual se espera finalice a fines del presente año. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. Debido a la necesidad de realizar un análisis completo de los resultados de dichos estudios, de contratar los estudios de ingeniería asociados a los posibles cambios y de presentarlos debidamente a las autoridades competentes, Colbún decidió postergar la adjudicación de los contratos para las obras definitivas por un período estimado de 6 meses.
- El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), se encuentra en plena etapa de obras tempranas con la construcción de caminos de acceso a la obra y de reposición de la vialidad existente, así como la construcción de los portales de entrada del túnel de desvío. En Septiembre se finalizó la ventana de construcción de la caverna de máquinas y se dio inicio a la excavación subterránea de ésta.
- Al cierre del 3T10, la Compañía cuenta con una liquidez de US\$548 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$534,8 millones². Esta liquidez es un elemento importante del plan de financiamiento del programa de inversiones y además una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.

² 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 3T10, 2T10 y 3T09 y los resultados acumulados para Sep10 y Sep09.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Sep-09	Sep-10		3T09	2T10	3T10
876,9	752,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	275,8	272,9	261,9
366,2	316,2	Venta a Clientes Regulados	116,2	98,7	114,4
262,3	293,5	Venta a Clientes Libres	74,0	96,4	112,9
169,8	0,1	Ventas a Clientes Sin Contrato	37,9	(0,0)	(0,5)
31,0	77,9	Ventas otras generadoras	12,6	50,4	17,3
47,5	64,7	Otros ingresos	35,0	27,4	17,8
(607,8)	(448,6)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(167,5)	(130,3)	(206,3)
(26,7)	(51,6)	Peajes	(10,5)	(16,7)	(16,8)
(202,3)	(20,6)	Compras de Energía y Potencia	(32,9)	(1,0)	(12,4)
(9,0)	(55,6)	Consumo de Gas	(3,6)	(6,4)	(2,3)
(281,7)	(285,8)	Consumo de Petróleo	(93,9)	(87,5)	(161,6)
(88,2)	(35,1)	Otros	(26,7)	(18,7)	(13,1)
269,1	303,8	MARGEN BRUTO	108,3	142,6	55,7
(22,6)	(26,8)	Gastos por beneficios a empleados	(7,9)	(9,0)	(9,9)
(8,3)	(15,7)	Otros gastos, por naturaleza	(3,0)	(5,4)	(4,5)
(90,9)	(92,7)	Gastos por depreciación y amortización	(30,9)	(30,9)	(30,9)
147,2	168,7	RESULTADO DE OPERACIÓN	66,5	97,4	10,3
238,2	261,4	EBITDA	97,4	128,3	41,2
14,7	9,3	Ingresos financieros	3,1	2,7	3,2
(41,4)	(39,4)	Gastos financieros	(11,3)	(10,8)	(9,2)
(5,3)	4,3	Resultados por unidades de reajuste	(1,1)	1,6	1,0
43,8	13,5	Diferencias de cambio	(2,2)	(15,3)	39,8
2,9	0,9	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,7	1,1	(0,1)
0,3	(72,5)	Otras ganancias (pérdidas)	(0,4)	(2,7)	(49,2)
14,9	(84,0)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(10,2)	(23,5)	(14,5)
162,2	84,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	56,3	73,9	(4,2)
(7,3)	16,6	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	(32,0)	(17,7)	23,8
154,8	101,2	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	24,3	56,1	19,6
154,8	101,2	GANANCIA (PÉRDIDA)	24,3	56,1	19,6
151,5	97,6	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	24,0	55,5	19,3
3,3	3,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	0,3	0,6	0,3

2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 3T10 ascendió a US\$41,2 millones, un 67,9% menor que los US\$128,3 millones del 2T10, y un 57,7% menor que los US\$97,4 millones del 3T09. En términos acumulados, el EBITDA a Sep10 ascendió a US\$261,4 millones, un 9,7% mayor que los US\$238,2 millones a Sep09.

Las ventas de energía y potencia del 3T10 ascendieron a US\$244,1 millones, lo que significó una disminución de un 0,5% respecto al segundo trimestre del año, debido a menores ventas físicas de energía de 3,9%, lo cual fue contrarrestado parcialmente por un alza de 5,1% en los precios promedio monómicos. En términos acumulados, las ventas de energía y potencia a Sep10 ascendieron a US\$687,8 millones mostrando una disminución de 17,1% respecto a igual período del año anterior, lo cual es producto principalmente de un menor nivel de contratación, parcialmente compensado por una alza de 2,7% en los precios promedios monómicos.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 3T10 fueron un 58,3% mayores a los registrados durante el 2T10, principalmente por un mayor consumo de combustibles para la generación térmica por US\$70 millones. En términos acumulados, los consumos de materias primas y materiales secundarios a Sep10 fueron un 26,2% menores a los registrados durante el mismo periodo del año anterior, principalmente por menores compras de Energía y Potencia producto de las menores ventas físicas, menores costos de mantenimiento de las centrales y menores costos por concepto de transporte de gas.

2.1.1 Ventas Físicas

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia para los trimestres 3T10, 2T10 y 3T09 y para Sep10 y Sep09.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
Sep-09	Sep-10		3T09	2T10	3T10
8.778	7.103	Total Ventas Físicas (GWh)	2.857	2.503	2.405
3.594	2.860	Clientes Regulados	1.153	955	925
3.675	3.721	Clientes Libres	1.227	1.236	1.367
1.289	0	Distribuidoras s/Contratos	393	0	0
221	521	Ventas CDEC	84	312	113
1.506	1.308	Potencia (MW)	1.523	1.351	1.386

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
1T09	1T10		3T09	2T10	3T10
7.437	7.093	Total Generación (GWh)	2.528	2.518	2.375
4.722	4.304	Hidráulica	1.678	1.649	1.112
67	575	Térmica Gas	24	194	26
2.648	2.214	Térmica Diesel	827	675	1.237
1.544	94	Compras CDEC	400	0	46

2.1.2 Ingresos de actividades ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 3T10, ascendieron a US\$261,9 millones, un 4% menor a los obtenidos durante el 2T10, y un 5% menor a los registrados para igual período del año anterior.

Ventas de Energía y Potencia

Ventas a Clientes Regulados: Las ventas valoradas del 3T10 alcanzaron los US\$114,4 millones, mayores en 15,9% con respecto al 2T10, y menores en 1,5% respecto al 3T09. Este aumento se debe principalmente a mayores precios promedio monómicos de 19,7% (2T10), y a la menor energía contratada producto de la reestructuración de contratos que hizo la compañía para el año 2010 parcialmente compensada por un aumento en los precios monómicos de 22,7% (3T09). Excluyendo del análisis el efecto reliquidaciones durante los períodos en cuestión (US\$0,2 millones (3T10) y US\$3,9 millones (2T10)), las ventas valoradas presentan un alza de US\$19,7 millones respecto al 2T10 y una baja de US\$1,6 millones respecto al 3T09, lo que repercute en mayores precios promedio monómicos de 24,7% y 22,9%, respectivamente.

Ventas a Clientes Libres: Las ventas valoradas alcanzaron los US\$112,9 millones en el 3T10, un aumento de un 17,0% respecto a los US\$ 96,4 millones del 2T10 y un aumento de un 52,4% respecto a los US\$74,0 millones del 3T09. Separando el efecto de reliquidaciones por US\$2,1 millones (3T10), US\$2,9 millones (2T10) y US\$4,3 millones durante el 3T09, los precios promedio monómicos aumentan un 5,8% respecto al 2T10 y 36,9% respecto al 3T09. Las ventas físicas ascienden a 1.367 GWh para el 3T10, un 10,6% mayores con respecto a los 1.236 GWh comercializados durante el 2T10 y un 11,4% mayores a los 1.227 GWh comercializados el 3T09. El alza en las ventas físicas para los dos períodos en comparación, se vio destacada por un aumento en los precios promedio monómicos, anteriormente mencionado, impulsados principalmente por la indexación al costo marginal de algunos contratos.

Ventas a Empresas Distribuidoras sin Contrato: Producto de las licitaciones realizadas por las empresas distribuidoras los últimos años, a partir de enero de 2010 ya no existe más este tipo de ventas.

Ventas CDEC: Durante el 3T10, hubo ventas por 113 GWh al CDEC, equivalentes a US\$ 17,3 millones, menores a las ventas CDEC del 2T10, que alcanzaron 312 GWh, equivalente a un monto de US\$50,4 millones y mayores a las ventas CDEC del 3T09, que alcanzaron 84 GWh, equivalente a un monto de US\$12,6 millones.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron los US\$17,8 millones el 3T10, menores en 35% con respecto al 2T10 y 49,1% respecto a igual trimestre del año anterior. La disminución en comparación al 2T10 es producto que el trimestre anterior incluyó US\$ 10 millones de indemnización por perjuicios por paralización de actividades de la Central Antihue ocurrido en Oct-07. Por su parte, la disminución en comparación al 3T09 es producto que ese trimestre incluyó la indemnización de US\$ 20 millones por perjuicios por paralización de actividades de la Central Nehuenco I ocurrido a fines de 2007. Estos menores ingresos se vieron parcialmente compensado por la aplicación de las nuevas tarifas de sub-transmisión y la aplicación del cargo único troncal, lo que contribuyó con US\$4,8 millones el 3T10.

2.2 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 3T10 fueron de US\$206,3 millones aumentando en un 58,3% o US\$76 millones a los del 2T10, y aumentando en un 23,1% o US\$38,8 millones con respecto al 3T09.

Durante el 3T10 existieron compras de energía y potencia en el mercado CDEC por US\$12,4 millones, lo que significó un aumento de US\$11,5 millones con respecto al 2T10 y una disminución de US\$20,5 millones en comparación a igual trimestre del año anterior. Esta disminución se debió a los menores compromisos de venta producto la reestructuración de contratos realizada para el año 2010.

Los costos de combustibles durante el 3T10 alcanzaron los US\$163,9 millones, aumentando en un 74,5% con respecto al 2T10 y un 68,1% en comparación a igual trimestre del año anterior, este aumento se debe principalmente a la menor capacidad generación hidro que presentó la compañía durante el 3T10 producto de la menor disponibilidad de agua en las cuencas relevantes para Colbún. En términos acumulados, los costos de combustibles alcanzaron los US\$341,4 millones, aumentando en un 17,4% con respecto al mismo periodo del año anterior, producto de una mayor generación térmica de 2,7% y a mayores precios del petróleo. El costo del diesel acumulado fue de US\$285,8 millones lo que representa un alza de 1,5% en comparación a igual período de 2009. En cuanto al gas natural, el costo durante el semestre fue de US\$55,6 millones, en comparación con los US\$9 millones durante el mismo periodo del año anterior.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el tercer trimestre 2010 fue de US\$76,21 por barril, un 2,4% menor al promedio de US\$78,05 durante el segundo trimestre del presente y un 11,7% mayor al promedio del tercer trimestre 2009 de US\$68,2.

Los costos de peajes registrados en el 3T10 alcanzan, a US\$16,8 millones, un aumento de 0,8% con respecto al 2T10 y un aumento de 60,1% con respecto al 2T09. 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 3T10 fueron de US\$13,1 millones, una disminución de 29,9% respecto al 2T10 y una disminución de un 50,8% en comparación a igual trimestre del año anterior. La principal causa de la disminución en el ítem 'Otros costos' (3T10/2T10) se debe a una disminución de costos de mantenimiento de las centrales de Colbún.

3. ANÁLISIS DE ÍTEMS NO OPERACIONALES

Los ítems no operacionales del 3T10 alcanzaron pérdidas por US\$14,5 millones, lo que significó una caída de US\$9 millones en comparación al 2T10 y un alza de US\$4,3 millones en comparación al 3T09. En términos acumulados los ítems no operacionales a Sep10 alcanzaron pérdidas por US\$84 millones, lo que significó un aumento de US\$98,9 millones en comparación a Sep09. Las principales diferencias se debieron a una menor utilidad por Diferencia de Cambio y mayores pérdidas en el ítem 'Otras ganancias (pérdidas)'.

Gastos Financieros: Los gastos financieros durante el 3T10 fueron de US\$9,2 millones, inferiores en US\$1,6 y US\$2,1 millones a los registrados el 2T10 y 3T09, respectivamente. A nivel acumulado a Sep10 alcanzaron los US\$39,4 millones menores en un 4,7% a los presentados a Sep09. Los menores gastos financieros en comparación a los períodos analizados, se deben a una mayor activación de gastos financieros producto de los proyectos que está llevando a cabo la Compañía.

Ingresos Financieros: Los ingresos financieros durante el 3T10 alcanzaron los US\$3,2 millones superiores en US\$0,6 y US\$0,1 millones a los registrados el 2T10 y 3T09, respectivamente. En términos acumulados alcanzaron a US\$9,3 millones, siendo un 36,5% menores a los del período Sep09, principalmente por una menor tasa LIBOR, parcialmente compensado por mayores montos administrados.

Otras ganancias (pérdidas): Las Otras ganancias (pérdidas) durante el 3T10 mostraron pérdidas de US\$49,2 millones - originada principalmente por el pago de indemnizaciones para dar término anticipado a los Contratos de Transporte Firme de Gas Natural con TGN y HSBC en Argentina por un monto de US\$ 41,7 millones. A nivel acumulado a Sep10 las 'Otras ganancias (pérdidas)' alcanzaron pérdidas por US\$72,5 millones lo que significó un aumento de US\$72,8 millones en comparación a Sep09. Las mayores pérdidas se deben principalmente al acuerdo con TGN, anteriormente descrito, y a la valorización o *mark-to-market* negativo de ciertos derivados de tasa de interés asociados a un crédito sindicado 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 (US\$18,5 millones).

Diferencia de Cambio: La diferencia de cambio generada durante el 3T10 alcanzó los US\$39,8 millones superior en US\$55,1 millones y US\$42 millones a lo registrado el 2T10 y 3T09, respectivamente. A nivel acumulado a Sep10 muestra un resultado positivo de US\$13,5 millones debido a una apreciación en 4,3% 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 (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias: El impuesto a las ganancias presenta una variación positiva de US\$16,6 millones acumulado a Sep10. 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 apreciación de 4,3% durante el período Ene - Sep del año 2010.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2009 y al 30 de septiembre de 2010.

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

	Dic-09	Sep-10	Var Sep10/Dic 09
Activo corriente en operación	969,0	1.063,0	94,0
Efectivo y equivalentes al efectivo	484,7	548,1	63,3
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	231,9	268,0	36,1
<i>Ventas normales</i>	85,1	116,1	31,0
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	106,0	76,8	(29,3)
<i>Deudores varios</i>	40,8	75,1	34,4
Activos por impuestos corrientes	203,0	196,0	(7,0)
Otros activos corrientes	49,4	50,9	1,5
Activos no corrientes	4.471,5	4.618,1	146,6
Propiedades, planta y equipo, neto	4.184,8	4.329,6	144,9
Otros activos	286,7	288,4	1,7
TOTAL ACTIVOS	5.440,5	5.681,0	240,5
Pasivos corrientes en operación	318,9	263,5	(55,4)
Pasivos no corrientes	1.676,7	1.936,1	259,3
Patrimonio neto	3.444,8	3.481,4	36,6
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.440,5	5.681,0	240,5

Al 30 de septiembre de 2010, los activos totales presentan un aumento de US\$240,5 millones con respecto a Diciembre 2009, lo que equivale a un aumento de 4,4%.

Efectivos y Equivalentes al efectivo: El rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$548 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$534,8 millones. En Enero 2010 la compañía emitió un bono en los mercados internacionales por US\$500 millones, dinero utilizado para el prepago parcial de un crédito sindicado (US\$250 millones) y para financiar los proyectos de inversión actualmente vigentes.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: El rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$268 millones, un alza de 15,6% respecto a Dic09. Al analizar los distintos componentes de esta cuenta por cobrar se aprecia una disminución en 'Ventas distribuidores sin contrato' por US\$29,3 millones producto de que las ventas bajo la RM88 se acabaron en Dic09 y desde entonces se está en el período de recaudación. Parte de esta cuenta está en el rubro 'Otros Activos' por lo que la variación de la porción

corriente también se explica por una reestimación de la porción corriente v/s porción no corriente. El ítem 'Deudores Varios' presenta una variación positiva de US\$34,4 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\$31 millones producto de una mayor venta a clientes con contrato durante el año 2010.

Cuentas por Cobrar Impuestos Corrientes: Las cuentas por cobrar impuestos corrientes registran un saldo de US\$196 millones al 30 de septiembre de 2010, una disminución de 3,4% respecto al cierre del año 2009, la cual se debe a la recuperación del "remanente" crédito fiscal de proyectos por US\$20 millones parcialmente compensado por un alza en las compras de petróleo diesel durante el 2010, las cuales generaron un crédito fiscal por Impuesto específico de Petróleo Diesel por US\$15 millones.

Activos No Corrientes: La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.329,6 millones, al cierre de septiembre de 2010, un aumento de 3,5% respecto al cierre a Dic09, explicado por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía.

Pasivos Corrientes en Operación: Los Pasivos Corrientes en Operación alcanzaron a US\$263,5 millones, una disminución de 17,4% a Sep09 en comparación al cierre de Dic09. Esta disminución se explica principalmente por menores dividendos por pagar de US\$47 millones, producto del pago de dividendos en el mes de mayo 2010.

Pasivos No Corrientes en Operación: Los Pasivos No Corrientes en Operación totalizaron US\$1.936,1 millones al cierre de Sep10, un aumento de 15,5% durante el período, debido principalmente a la emisión de un bono por US\$ 500 millones en los mercados internacionales, compensado parcialmente por el prepago parcial por US\$250 millones del Crédito Sindicado (US\$400 millones). Otro efecto a considerar es el traspaso de la porción de corto plazo de un crédito denominado en pesos por US\$19 millones

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.481,4 millones, una variación positiva de 1,06% durante los nueve meses terminados en Sep10. Esta alza se explica principalmente por la ganancia del ejercicio, a ganancias por diferencias de cambio por conversión y reservas de flujo de caja y una disminución por el mayor valor pagado en la compra de "HASA" respecto a valor libro³.

³ Para más detalle de los movimientos patrimoniales revisar el Estado de cambios en el patrimonio.

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	Dic-09	Sep-10
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,04	4,03
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,97	3,92
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,58	0,63
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	15,98%	11,98%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	84,02%	88,02%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	5,74	3,15
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	7,18%	2,92%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	4,46%	1,75%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	5,40%	3,96%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Sep10 más el patrimonio a Dic09 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Sep10 más el total de activo a Dic09 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Sep10 más el total de Propiedad, planta y equipo a Dic09 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 Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Sep-09	Sep-10		3T09	2T10	3T10
515,2	484,4	Efectivo Equivalente Inicial	553,0	649,9	611,7
20,5	0,3	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	(0,1)	4,6	-
259,6	234,0	Flujo Efectivo de la Operación	135,0	116,2	19,5
3,7	137,3	Flujo Efectivo de Financiamiento	(59,9)	(52,5)	(3,4)
(457,7)	(333,6)	Flujo Efectivo de Inversión	(221,7)	(83,9)	(121,6)
(194,4)	37,7	Flujo Neto del Período	(146,6)	(20,2)	(105,5)
55,3	25,6	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(9,7)	(22,6)	41,8
396,6	548,0	Efectivo Equivalente Final	396,6	611,7	548,0

Las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Sep10 de US\$234 millones, el que se explica fundamentalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$942,9 millones, parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$669,5 millones y desembolsos por gastos financieros netos de US\$59,6 millones.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto positivo a Sep10 de US\$ 137,3 millones principalmente debido a la emisión de un bono por US\$500 millones en los mercados internacionales, con cuyos fondos se procedió a realizar el prepago parcial por US\$250 millones del Crédito Sindicado (US\$400 millones) y la amortización del saldo de efectos de comercio por US\$20 millones. Además, durante el período se pagaron dividendos por un monto de US\$75,3 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$333,6 millones a Sep10, principalmente debido a incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$297,9 millones producto de los proyectos en etapa de construcción y a la adquisición por parte de Colbún del 100% de las acciones de su filial Hidroeléctrica Aconcagua S.A. por US\$31,3 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 25% del mercado. Los resultados de la compañía tienen una variabilidad dependiente de condiciones exógenas como son la hidrología y el precio del petróleo, por cuanto en años secos debemos operar nuestras unidades térmicas con petróleo diesel o incrementar las compras de energía en el mercado spot a costos marginales 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, la capacidad propia en medios de generación competitiva y los costos de producción en general. Para limitar el riesgo a la variación de los precios del combustible en los periodos que se prevee una exposición, se cuenta con una política de cobertura de combustibles.

7.1 Perspectiva de mediano plazo

La Compañía presenta una situación más favorable en términos de resultado de la operación durante los primeros 9 meses del año 2010, en comparación a igual período del año anterior. Sin perjuicio de lo anterior, los resultados del último trimestre (3T10) se han visto afectados por las adversas condiciones hidrológicas en las principales cuencas relevantes para Colbún, lo que se ha traducido en una mayor generación térmica diesel. Los próximos meses dependerán principalmente de las condiciones de deshielos, del precio de los combustibles, y de la eventual disponibilidad de gas natural. A la fecha, las precipitaciones en las cuencas relevantes del Sistema Interconectado Central exhiben un déficit relevante, afectadas en gran medida por la presencia del fenómeno de la Niña en el Océano Pacífico.

A partir de enero 2010, el nivel de contratos ha bajado a aproximadamente 8.500 GWh anuales, desde el nivel de 10.000 GWh correspondiente al año 2009 (sin considerar las RM88). Junto con la reducción en el volumen, este año entraron en aplicación las nuevas tarifas de los contratos con las distribuidoras a precios que reflejan de mejor manera la estructura actual y futura de costos de la empresa. La reducción del nivel de compromisos y la aplicación de nuevas fórmulas de indexación con clientes regulados y clientes libres, que reflejan de mejor manera los factores de costos de Colbún, han bajado la exposición a los precios de combustibles y a las condiciones hidrológicas.

Producto del atraso en la puesta en operación de la Central Santa María, prevemos un aumento en la exposición al precio diesel durante el 2011 para algunas hidrologías secas o medianamente secas. 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 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. Con el mismo objeto de reducir la exposición a precios elevados del petróleo, 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, en dos subperíodos: Oct10 a Dic10 y Ene11 a May11.

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:

Proyectos térmicos: En relación a la generación térmica competitiva, Colbún está desarrollando el proyecto Santa María, en la comuna de Coronel. El proyecto actualmente se enfoca en la construcción de una central a Carbón con una capacidad de aproximadamente 342 MW de potencia nominal neta. La central se encuentra en construcción y su entrada en operación está planificada para el segundo semestre del año 2011, lo que representa un retraso respecto de la fecha de puesta en marcha estimada inicialmente, debido a los atrasos acumulados por el Contratista EPC del proyecto así como por los efectos del terremoto. A septiembre 2010 se han registrado en la contabilidad costos de reparación de daños debido al terremoto por US\$ 45,5 millones, de los cuales un 10% -correspondiente al deducible del seguro de Todo Riesgo de Construcción y Montaje- ha sido reconocido como pérdida en el estado de resultados. Esta cifra incluye los estados de pago presentados a esa fecha por el contratista y otros gastos incurridos por Colbún. Colbún S.A. conjuntamente con el contratista, sus asesores y el liquidador de seguros, continua en el proceso de determinación definitiva de los costos totales asociados al terremoto, incluidos tanto los gastos de reparación como la pérdida de beneficio esperada por retraso en la puesta en servicio. Colbún S.A. tiene vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo Construcción y Montaje", que incluye cobertura especial de perjuicios por paralización ("ALOP" - *advanced loss of profit*).

Proyecto San Pedro: Central hidroeléctrica de 150 MW ubicada en el río del mismo nombre en la Región de los Ríos. Actualmente se están concluyendo las obras preliminares, tales como la construcción de los caminos de acceso, el despeje de la vegetación en las áreas del proyecto y la construcción de los túneles de desvío, los que se encuentran con un 80% de avance. Con ocasión del despeje de las zonas del proyecto, Colbún decidió en marzo del 2010

realizar una nueva campaña de estudios para consolidar el conocimiento del terreno, la cual se espera finalice a fines del presente año. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. Debido a la necesidad de realizar un análisis completo de los resultados de dichos estudios, de contratar los estudios de ingeniería asociados a los posibles cambios y de presentarlos debidamente a las autoridades competentes, Colbún decidió postergar la adjudicación de los contratos para las obras definitivas por un período estimado de 6 meses.

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 obras tempranas con la construcción de caminos de acceso a la obra y de reposición de la vialidad existente, así como la construcción de los portales de entrada del túnel de desvío. En Septiembre se finalizó la ventana de construcción de la caverna de máquinas y se dio inicio a la excavación subterránea de ésta. A la fecha prácticamente un 100% de los contratos se encuentran adjudicados.

Además, la Compañía asociada 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, que totalizarían una capacidad instalada de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías. El Proyecto HidroAysén se encuentra en proceso de tramitación ambiental.

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 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\$4,4 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

Riesgo de tasa de interés: Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la compañía. Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a 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		
	31.12.2009	30.09.2010
Fija	100%	100%
Variable	0%	0%
Total	100%	100%

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente prepagado en febrero de este año. 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. 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 Sep10 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 90% 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 Sep10 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$548 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.