

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE MARZO DE 2009

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- A contar del año 2009 la Sociedad inició la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, por lo que la información financiera contable utilizada en este Análisis Razonado proviene de los Estados Financieros elaborados según las señaladas normas. Consecuentemente y a contar de la misma fecha, la moneda funcional y de reportes de la Sociedad es el dólar de los EEUU.
- Los resultados de la Compañía presentan en el primer trimestre del año (1T09) una ganancia¹ de US\$ 34,7 millones, que se compara favorablemente con una pérdida de US\$ 45,0 millones registrada el año anterior (1T08).
- El EBITDA² del 1T09 alcanzó a US\$ 53,5 millones que se compara favorablemente con el EBITDA negativo de US\$ 41,3 millones el 1T08.
- Durante el 1T09, la generación hidráulica de Colbún muestra un incremento respecto al año anterior (1T08) de un 33% y la generación térmica del 1T09 presenta una importante disminución respecto al 1T08 (510 GWh v/s 1.457 GWh). Por otra parte, los costos marginales del 1T09 promediaron 135 US\$/MWh, un 53% menores al promedio del 1T08 (288 US\$/MWh), determinados por los menores precios del petróleo y por una menor generación de las centrales de respaldo de más alto costo. La mayor generación hidráulica, junto con los menores costos de generación térmica y los menores costos marginales, más que compensaron la indisponibilidad de las dos centrales de ciclo combinado del complejo Nehuenco durante parte importante del trimestre debido al mantenimiento mayor.
- Durante el año 2009, dado el actual nivel de contratos de energía, los resultados de la Compañía y su volatilidad seguirán dependiendo de las condiciones hidrológicas, de la disponibilidad de gas natural y del precio del petróleo diesel. Sin perjuicio de lo anterior, a partir del año 2010 esta volatilidad se debiera reducir, por cuanto con el vencimiento de contratos a fines del año 2009, existirá una posición más equilibrada entre los compromisos comerciales y la capacidad de generación de electricidad competitiva.
- Durante el primer trimestre del año 2009 Colbún ha mantenido vigente su programa de cobertura de riesgo de precio de petróleo, establecido durante el año 2008, mediante la compra de coberturas de opciones Call sobre el precio de petróleo WTI

¹ Bajo IFRS, a la Utilidad se le denomina "Ganancia"

² EBITDA = Resultado de operación + Depreciación y Amortizaciones

para el año 2009. Al 1T09, no se han ejercido estas opciones, dado los niveles de precio del petróleo vigentes.

- Respecto a los proyectos en construcción, la central termoeléctrica de Los Pinos (100 MW) inició su operación comercial a inicios del mes de abril de 2009, la cual ya se encontraba en período de pruebas desde febrero, inyectando energía al SIC. Por su parte, el proyecto termoeléctrico a carbón Santa María, ubicado en Coronel (343 MW) se encuentra en pleno período de construcción, mostrando un avance de 42%. El proyecto hidroeléctrico San Pedro (144 MW) cuenta con la aprobación de la COREMA de la Región de los Ríos desde octubre de 2008 y con el permiso de obras hidráulicas de la DGA a partir de mayo de 2009. Se está concluyendo la construcción de los caminos de acceso y se adjudicó la construcción del túnel de desvío. El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), en tanto, continúa en proceso de tramitación ambiental.
- La Compañía cuenta con una liquidez importante, alcanzando las inversiones financieras a US\$ 512,0 millones al cierre del 1T09, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares ciertas inversiones, alcanza a US\$ 486,9 millones³. Esta liquidez asegura el financiamiento del programa de inversiones y permite enfrentar necesidades transitorias de capital de trabajo y eventuales volatilidades en los resultados operacionales, dada la incertidumbre hidrológica.
- La central Nehuenco I, afectada a fines de 2007 por un incendio, fue reparada y se encuentra disponible para ser operada por el CDEC-SIC desde agosto del 2008. Continúa en curso el proceso de liquidación de dicho siniestro ante las compañías aseguradoras.
- Durante el primer trimestre del 2009 se realizó la mantención mayor de la central Nehuenco I, así como una serie de otros trabajos destinados a mejorar su confiabilidad para operación con petróleo diesel. Asimismo, se realizó la mantención mayor de la central Nehuenco II, la que se extendió por mayor tiempo del programado por cuanto se detectaron daños en el rotor. El equipo dañado fue intercambiado con otro de propiedad del proveedor, que posee mejores características técnicas. La central quedó disponible a fines del mes de marzo.

³ Para efectos de IFRS, los derivados se presentan separadamente en la cuenta Activo o Pasivo de Cobertura.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La **Tabla 1** muestra un resumen del Estado de Resultados acumulado a marzo de 2008 y 2009.

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

	1T 08	1T09
INGRESOS DE LA OPERACION:	394,4	308,8
Ventas a Clientes Regulados	135,9	129,6
Ventas a Clientes Libres	87,6	96,5
Ventas a Clientes Sin Contrato	158,5	74,1
Ventas otras generadoras	6,1	6,4
Otros Ingresos	6,3	2,2
COSTOS DE LA OPERACION:	(430,6)	(248,6)
Peajes	(3,2)	(11,5)
Compras de Energía y Potencia	(139,3)	(147,8)
Consumo de gas	(22,8)	(3,2)
Consumo de Petróleo	(236,8)	(57,3)
Otros	(28,4)	(28,8)
MARGEN BRUTO	(36,2)	60,3
Gastos de personal de administración	(2,8)	(3,8)
Otros gastos y servicios	(2,3)	(3,0)
Depreciación y amortizaciones	(28,9)	(29,3)
RESULTADO DE OPERACION	(70,2)	24,2
EBITDA (*)	(41,3)	53,5
RESULTADO FINANCIERO:		
Ingresos financieros	1,8	7,3
Gastos financieros	(12,3)	(14,7)
Resultados por unidades de reajuste	(5,9)	(4,3)
Diferencias de cambio, neto	54,8	30,1
	38,5	18,4
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,0	1,5
Otros Ingresos distintos de los de operación	4,2	2,5
Otros gastos distintos de los de operación	(52,9)	(1,2)
	(47,7)	2,8
GANANCIA (PERDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(79,4)	45,3
GASTO (INGRESO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS	36,6	(7,8)
GANANCIA (PERD) DESPUES DE IMPTOS. DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	(42,8)	37,5
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto		
GANANCIA (PERD) ATRIBUIBLE A CONTROLADOR Y A PARTICIP. MINORITARIAS	(42,8)	37,5
GANANCIA (PERDIDA) CONTROLADORA	(45,0)	34,7
PARTICIPACION MINORITARIA	2,2	2,7

(*) EBITDA: Resultado de Operación + Depreciación y Amortizaciones

Durante el 1T09, la Compañía registró una ganancia de US\$ 34,7 millones, que se compara favorablemente con la pérdida de US\$ 45,0 millones de igual período del año anterior.

2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE LA OPERACIÓN

El EBITDA ascendió durante el 1T09 a US\$ 53,5 millones, que se compara con los US\$ 41,3 millones negativos del mismo periodo del año anterior. Los ingresos de la operación experimentaron una disminución de US\$ 85,6 millones, obedeciendo a menores precios promedios, los cuales fueron más que compensados por una reducción de costos de la operación de US\$ 182,0 millones, principalmente por el menor consumo de petróleo.

Durante el 1T09, el desempeño operacional estuvo marcado por (i) una hidrología menos seca que la experimentada durante el 1T08 lo que permitió una mayor generación hidráulica de Colbún y, (ii) una disminución de los costos marginales, los que disminuyeron desde un promedio de 288 US\$/MWh el 1T08 a 135 US\$/MWh el 1T09, atenuando el costo de operación.

2.1.1 Ventas Físicas

La **Tabla 2** presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia al 31 de marzo de 2009, comparadas con igual período del año 2008.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación
(GWh, salvo Potencia en MW)

Ventas	1T 08	1T 09
Clientes Regulados	1.210	1.270
Clientes Libres	1.255	1.200
Distribuidoras s/Contratos	489	480
Spot CDEC	0	0
Total Ventas	2.953	2.951
Potencia	1.645	1.497
Generación	1T 08	1T 09
Hidráulica	1.091	1.449
Térmica Gas	79	29
Térmica Diesel	1.378	481
Total Generación Propia	2.548	1.958
Compras CDEC	457	1.038

2.1.2 Ingresos de la Operación

Los *Ingresos de la Operación* disminuyeron un 22% en el 1T09 respecto al mismo período del año anterior, situación que se explica principalmente por un efecto precio en las ventas a Distribuidoras sin Contrato y a una leve caída en los precios regulados, pues los volúmenes de ventas físicas a los distintos tipos de clientes se mantienen en niveles similares.

Ventas de Energía y Potencia

Ventas a Clientes Regulados: Las ventas valoradas acumuladas al 1T09 disminuyeron un 5% desde US\$ 135,9 millones a US\$ 129,6 millones en igual periodo del año anterior. Esta disminución se explica por los menores precios regulados. En efecto, los precios regulados, expresados en dólares, han disminuido en un 9% a marzo del año 2009, comparados con marzo del año anterior, explicados íntegramente por la evolución experimentada por el precio nudo.

Ventas a Clientes Libres: Las ventas valoradas acumuladas son menores en un 1%, variando desde US\$ 87,6 millones en 1T08 a US\$ 86,7 millones en 1T09. Las ventas físicas experimentaron una caída de 4% desde 1.255 a 1.200 GWh, lo que fue compensado en parte por un incremento de precios a clientes libres. Los precios de los clientes no regulados que típicamente se pactan en dólares y en algunos casos, con indexaciones a los costos, son mayores en aproximadamente un 3% en dólares al 1T09, comparado con igual período del año anterior, medido en dólares. La comparación anterior no considera el reconocimiento en el mes de marzo de 2009, de US\$ 9,8 millones por la reliquidación acordada con el cliente Anglo American S.A. para su faena del El Soldado.

Ventas a Empresas Distribuidoras sin Contrato: Estas ventas corresponden a ventas que la compañía debe realizar a empresas distribuidoras que actualmente se encuentran sin contrato de suministro y cuyo precio de venta final es el costo marginal. Durante el 1T09 estas ventas alcanzaron a US\$ 74,1 millones, que se comparan con US\$ 158,5 millones a igual fecha del año anterior, disminución que se explica por los menores costos marginales a los cuales se efectúan estas ventas.

2.2 ANALISIS DEL COSTO DE LA OPERACIÓN

Al 31 de marzo de 2009, los costos de la operación (notar que bajo IFRS, se excluye la depreciación) fueron US\$ 182,0 millones menores a los de igual período del ejercicio anterior, es decir, una disminución de 42%.

Un análisis de los principales ítems de costos muestra que al 1T09, la principal variación en el costo de la operación respecto al 1T08 está representada por un menor consumo de petróleo diesel de US\$ 179,5 millones. Esta variación se explica por una menor generación

en base a diesel, que alcanzó a 481 GWh el 1T09 en comparación a 1.378 GWh el año anterior, además del menor precio de ese combustible durante el 1T09 versus el 2008 (precio promedio del WTI 1T09 43,3 US\$/bbl versus 97,8 US\$/bbl durante 1T08).

Es importante señalar que durante el primer trimestre del año 2009, las centrales Nehuenco I y Nehuenco II, fueron sometidas a mantenciones mayores, por lo que no estuvieron disponibles para despacho durante una parte importante del trimestre.

Como consecuencia de lo anterior, durante el 1T09 se incurrió en un mayor costo de US\$ 8,5 millones en compras de energía en el mercado spot comparado con el 1T08. En efecto, durante el período, la Compañía ha debido suplir sus déficits de energía con compras, las que en términos físicos fueron mayores en un 127% a las de igual período del año anterior. Sin embargo, en términos valorados, estas compras alcanzaron a US\$ 147,8 millones, sólo un 6% mayores a las del 1T08, lo que se explica por los menores costos marginales, cuyo promedio en el 1T09 alcanzó a 135 US\$/MWh, menor en un 53% al promedio del 1T08 (288 US\$/MWh)

Se puede advertir que en comparación con el mismo período del año anterior, se ha incrementado la compra de energía en el mercado spot, lo que ha tenido como contrapartida un menor uso de petróleo. Sin embargo, la suma de la generación térmica y las compras de energía en términos físicos, fue menor en un 19% al del 1T08, debido a una mayor generación hidráulica de 358 GWh (un 33% mayor que la del 1T08). En términos valorados, el total de ambas partidas de costos, fue menor en un 45% dado los menores costos de generación y de compras de energía involucrados.

En la **Tabla 2**, se advierte el mix de generación y la recuperación de la generación hidráulica al primer trimestre de este año, así como la disminución de la generación con diesel.

Con el fin de protegerse de la volatilidad experimentada por el precio del petróleo y acotar el costo de dicho combustible, durante el 4T08 se continuó con el programa de cobertura iniciado en año 2008 y se compraron opciones Call sobre WTI para el año 2009. El costo de estas primas permanece registrado en el activo hasta el vencimiento de esas opciones durante el transcurso del año 2009. Durante el primer trimestre del presente año, las opciones Call correspondientes expiraron sin valor, dado que el valor promedio del barril de WTI fue menor al precio de ejercicio de dichas opciones. El costo de las primas correspondientes a este período, fue incorporado al costo del petróleo consumido.

Al analizar el costo de los peajes de transmisión, se advierte un alza en el 1T09 principalmente dado que en el 1T08 estos costos fueron rebajados por importantes ingresos tarifarios estimados por el CDEC (devoluciones del transmisor a los generadores por diferencias entre el balance de inyección y retiro en el CDEC), los que de acuerdo a la legislación vigente en dicho período, no estaban sujetos a reliquidación. Los menores

ingresos tarifarios del trimestre 1T09 reflejan, entre otros, las inversiones que se realizaron en el sistema de transmisión troncal, especialmente en los tramos de 500 kV Ancoa-Charrúa-Jahuel-Polpaico donde se producen regularmente saturaciones y desacoplamientos. Estas perturbaciones son las que generan distorsiones entre los costos marginales de inyección y de retiro en el sistema.

3. ANÁLISIS DEL RESULTADO FINANCIERO

El resultado financiero alcanzó a US\$ 18,4 millones, menor en US\$ 20,1 millones a igual periodo del año 2008. Cabe señalar que este ítem está afectado por el cambio de moneda funcional y el cambio de normas contables (IFRS). En efecto, se elimina la corrección monetaria, la diferencia de cambio se calcula en función del dólar en vez del peso y los efectos en resultado de los derivados de cobertura de tasas de interés y de tipo de cambio se registran en las cuentas de las partidas cubiertas (ingresos financieros, gastos financieros y diferencia de cambio) y no en las cuentas de ingresos y egresos fuera de explotación como se registraba anteriormente.

Gastos Financieros: Los gastos financieros del 1T09 fueron de US\$ 14,7 millones. Bajo IFRS, este rubro incluye el costo *all-in* de la deuda financiera incluyendo todos los efectos de los derivados de cobertura de tasa de interés y restando los intereses activados por proyectos de inversión (US\$ 5,1 millones para el 1T09, por intereses activados).

Ingresos Financieros: El 1T09 registra ingresos financieros por US\$ 7,3 millones, consistente con el monto en caja disponible para inversiones financieras. Bajo IFRS, este rubro también incluye los efectos de los derivados de cobertura, con una posición compradora de dólares a través de contratos forward que se utilizan para construir sintéticamente inversiones financieras en dólares. Anteriormente, esos efectos se registraban en los otros ingresos/egresos fuera de explotación.

Otros Ingresos y Egresos distintos de los de la Operación: Bajo IFRS, estos rubros ya no registran los efectos de los derivados de cobertura de flujo de caja (fluctuaciones de tasa de interés y tipo de cambio). Los efectos en resultado de los derivados se registran en las cuentas de las partidas cubiertas (ingresos financieros, gastos financieros y diferencia de cambio).

Los otros ingresos distintos de los de la operación del 1T09 de US\$ 2,5 millones consisten mayoritariamente en el pago de la indemnización por US\$ 2,3 millones asociado con el daño físico incurrido por un siniestro en el compresor de la central Nehuenco I en julio 2007.

Los otros gastos distintos a los de la operación del 1T09 de US\$ 1,2 millones comprenden principalmente las remuneraciones al directorio, los gastos legales asociados con juicios en curso y multas o castigos.

Diferencia de Cambio: Producto de la adopción de las normas IFRS, la Compañía adoptó el dólar como moneda funcional. A partir de este momento, la cuenta Diferencia de Cambio registra las diferencias de cambio de los stocks monetarios mantenidos en monedas distintas al dólar. El resultado positivo de US\$ 30,1 millones por Diferencia de Cambio durante el 1T09 son el resultado de una apreciación en 8% del tipo de cambio \$/US\$ y una inflación de -0,8% aplicada a un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en pesos. Es necesario recordar que Colbún tiene activos en pesos chilenos importantes como por ejemplo los impuestos por recuperar y las cuentas por cobrar a distribuidoras sin contrato.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La **Tabla 3** presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de marzo de 2009 y al 31 de diciembre de 2008.

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

	Dic.08	Mar.09
Activo corriente en operación	1.065,2	1.125,4
Inversiones financieras (*)	522,1	512,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	237,6	305,3
<i>Ventas normales</i>	90,6	125,3
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	108,8	124,0
<i>Deudores varios</i>	38,2	56,1
Cuentas por cobrar impuestos corrientes	196,4	222,9
Otros activos corrientes	109,1	85,2
Activos no corrientes	4.012,0	4.105,6
Propiedades, planta y equipo, neto	3.750,1	3.831,5
Otros activos	261,9	274,1
TOTAL ACTIVOS	5.077,2	5.231,0
Pasivos corrientes en operación	215,1	303,2
Pasivos no corrientes	1.650,3	1.655,2
Patrimonio neto	3.211,8	3.272,6
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.077,2	5.231,0

(*) Incluye Efectivo y equivalentes al efectivo, además de Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado. No considera ajuste de derivados de coberturas.

Activo Corriente en Operación:

El activo corriente en operación al cierre del 1T09 alcanza los US\$ 1.125,4 millones, que se explica por:

- (i) Las Inversiones Financieras por US\$ 512,0 millones (US\$ 486,9 millones, neto de efecto de coberturas), stock que, en términos aproximados, se ha mantenido desde el plan de financiamiento concluido en agosto del año 2008.
- (ii) El incremento en Deudores Comerciales por US\$ 67,7 millones, se explica fundamentalmente por los ingresos de la operación y la disminución del tipo de cambio respecto a diciembre 2008, afectando positivamente los activos denominados en pesos (cuentas por cobrar por venta de energía y cuenta por cobrar a distribuidoras sin contrato).

Como se ha explicado anteriormente, las ventas a empresas distribuidoras sin contratos se efectúan y contabilizan a costo marginal pero se facturan y son pagadas a Colbún a precio de nudo. La diferencia entre el costo marginal y el precio de nudo asociada a las referidas ventas, es pagada por las empresas distribuidoras del SIC prorrateando entre todos sus clientes un recargo de hasta un 20% del precio nudo, por el tiempo que sea necesario hasta saldar la referida cuenta por cobrar, la que se registra en la cuenta deudores por venta.

- (iii) Cuentas por cobrar impuestos corrientes por US\$ 222,9 millones, que han subido desde el cierre de diciembre de 2008 por el efecto de la variación del tipo de cambio entre los períodos que se comparan, al tratarse de activos denominados en pesos chilenos y a IVA crédito generado por la incorporación de activos fijos.

Es necesario recordar que en marzo de 2008 fue promulgada la Ley 20.258 que estableció un mecanismo de devolución del impuesto específico al petróleo diesel a favor de las empresas generadoras eléctricas. Al 31 de marzo de 2009, la compañía ha recuperado un total de US\$ 53,7 millones desde la vigencia de dicha ley, con lo que a esta fecha el remanente crédito fiscal alcanza a US\$ 7,4 millones, de los cuales US\$ 2,5 millones se recuperaron en los primeros días de mayo como consecuencia del mecanismo estipulado en la ley referida.

Activos No Corrientes:

Durante el 1T09, la variación del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, asciende a US\$ 81,4 millones y se explica fundamentalmente por los proyectos de inversión.

Pasivos Corrientes en Operación:

La variación del pasivo corriente en operación durante el 1T09 por US\$ 88,1 millones, es producto principalmente de mayores provisiones por compra de energía y peajes (US\$ 56,6 millones) y mayores pasivos de cobertura (US\$ 22,3 millones) en comparación al cierre del 2008.

Pasivos No Corrientes:

El pasivo no corriente no presenta variaciones significativas el 1T09.

Patrimonio:

La variación del patrimonio, se explica principalmente por la ganancia del ejercicio de US\$ 34,7 millones y por los efectos de los derivados de cobertura que bajo IFRS se registran 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.08	Mar.09	Mar.08
Liquidez Corriente: Activo corriente en operación / Pasivos corrientes en operación	4,95	3,71	-
Razón Ácida: (Activo corriente-Inventarios-Pagos anticipados) / Pasivos corrientes en operación	4,86	3,68	-
Razón de Endeudamiento: (Pasivos corrientes en operación + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,58	0,60	-
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	11,53	15,48	-
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	88,47	84,52	-
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de impuestos + Ingresos financieros)/ Gastos financieros	-	3,58	-
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. actividades continuadas / Patrim. neto promedio	-	1,16	-1,39
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (perdida) controladora / Tot. Activo promedio	-	0,67	-0,87
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Prop., planta y equipo neto (Promedio)	-	0,64	-1,85

- Patrimonio promedio: Patrimonio a marzo 2009 más el patrimonio a marzo 2008 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total de activo de marzo 2009 más el total de activo a marzo 2008 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de activo fijo de marzo 2009 más el total de activo fijo a marzo 2008 dividido por dos.

6. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad y sus filiales acumulados a marzo de 2009 y de 2008, presenta el siguiente movimiento:

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

	1T 08	1T 09
EFFECTIVO EQUIVALENTE INICIAL	175,7	562,5
De la Operación	(111,3)	103,8
De Financiamiento	75,6	(10,7)
De Inversión	(36,1)	(142,3)
FLUJO NETO DEL PERIODO	(71,8)	(49,2)
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(1,4)	(7,0)
EFFECTIVO EQUIVALENTE FINAL	102,4	506,3

Las actividades de la operación generaron un flujo positivo de US\$ 103,8 millones. Si se tiene en consideración que el EBITDA alcanzó a US\$ 53,5 millones, este flujo de la operación se explica por un aumento de las cuentas por pagar principalmente de compras de energía.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto negativo por US\$ 10,7 millones por pagos de préstamos por US\$ 3,9 millones y pago de dividendos por USD\$ 1,7 millones, además de otros por US\$ 5,4 millones por efecto de pagos de “llamado de margen” de derivados sobre *Cross-Currency-Swap*. Es importante recordar que los vencimientos de deuda de la Compañía para el año 2009 son moderados pues alcanzan a US\$ 10,9 millones. Durante el período no se obtuvieron nuevos financiamientos.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de US\$ 142,3 millones producto principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$ 128,2 millones y a préstamos realizados a la empresa relacionada Hidroaysén por US\$ 14,2 millones.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.521 MW (aproximadamente un 26% del SIC), conformada por 1.247 MW en unidades térmicas y 1.274 MW en unidades hidráulicas.

El parque antes señalado, se incrementó a contar de abril de 2009, con la puesta en marcha de la central térmica Los Pinos, unidad térmica de ciclo abierto de 100 MW de capacidad instalada.

En cuanto al parque térmico de la compañía, las unidades Nehuenco I, Nehuenco II, Nehuenco III y Candelaria están habilitadas para funcionar tanto con petróleo diesel como con gas natural argentino, mientras que Antihue y Los Pinos sólo con petróleo diesel. Este parque de generación térmico fue diseñado para permitir a Colbún S.A. un equilibrio hidrotérmico adecuado en relación al nivel de compromisos comerciales. Las restricciones al suministro de gas desde la República Argentina que obligan a operar las unidades térmicas de Colbún principalmente con diesel han implicado que los resultados de la Compañía pasaron así a depender fuertemente de las condiciones hidrológicas y del precio internacional del petróleo diesel, por cuanto en años secos y en la medida que siga la restricción de suministro de gas natural, es necesario operar las unidades térmicas con petróleo diesel o a efectuar compras en el mercado eléctrico de corto plazo (spot) para cumplir con los compromisos contraídos.

7.1 Combinación de factores adversos

La combinación de factores adversos como la escasez de lluvias y un elevado precio del petróleo diesel durante el primer trimestre del año 2008, contribuyeron en ese período a un escenario excepcionalmente negativo para la Compañía, debiendo generar con petróleo diesel para abastecer sus contratos y comprar en el mercado spot a costos sustancialmente mayores a los precios que vende la energía según sus contratos.

Esta situación ha sido distinta durante el primer trimestre del año 2009, debido a una mejor condición hidrológica, que ha permitido aumentar la generación de las centrales hidráulicas de la Compañía, reduciendo su producción con centrales térmicas operadas con petróleo diesel, además de la caída del precio internacional del diesel, ubicándose en promedio en torno a 43,3 US\$/bbl al 1T09, en comparación a los 97,8 US\$/bbl al 1T08. Estas condiciones favorables, también han disminuido de manera considerable los costos marginales en el mercado spot desde 288 US\$/MWh al 1T08 a 135 US\$/MWh al 1T09 (base S/E Alto Jahuel 220 kV), lo que ha implicado menores costos por compras de energía en ese mercado.

7.2 Acciones de mitigación

Adicionalmente al plan de inversiones que la Compañía ha llevado a cabo para reducir su exposición al riesgo, se ha mantenido la política de cambiar los términos de precios e indexación de importantes contratos de suministros de electricidad a través de acuerdos con sus clientes o por la vía de la instancia arbitral, de manera que se asemejen en mejor medida a las actuales condiciones de costo del sector.

Finalmente, la Compañía ha implementado una estrategia de cobertura a la exposición que enfrenta a variaciones del precio del petróleo.

7.3 Perspectiva de mediano plazo

Si bien la Compañía ha presentado una situación relativamente más favorable en materia de costos operacionales en los primeros meses del año 2009, en comparación con el primer trimestre del año 2008, sus flujos de caja para el presente año seguirán dependiendo de las condiciones hidrológicas, del precio de combustibles y de la disponibilidad de gas natural, hasta que se restablezca en el Sistema Interconectado Central chileno el equilibrio entre la capacidad de generación a costos competitivos y los compromisos comerciales.

Dado lo anterior, la Compañía mantiene una política permanente destinada a identificar, medir, analizar y controlar los distintos riesgos a los que está expuesta, de modo de mitigar óptimamente su valor en riesgo. A modo de ejemplo se pueden citar las coberturas de sus necesidades de petróleo diesel, las que se ven alteradas por la volatilidad del precio de dicho combustible y de las condiciones hidrológicas.

7.4 Plan de Crecimiento y acciones de largo plazo

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

En concordancia con la estrategia ya mencionada, Colbún ha reactivado proyectos hidráulicos con la entrada en servicio durante el año 2007 y principios del 2008 de las centrales Quilleco, Chiburgo y Hornitos, que totalizan 145 MW. Adicionalmente, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

Proyecto CH San Pedro: Central de 144 MW ubicada en el río del mismo nombre en la Región de los Ríos, que podría entrar en operación el año 2012. Desde octubre de 2008 cuenta con la aprobación ambiental por parte de la Corema de la Región de los Ríos. Ya se encuentra en licitación las primeras obras civiles.

Proyecto CH Angostura: Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW ubicado en la región del Bío Bío, en el río del mismo nombre, continúa en su fase de aprobación medioambiental.

Otros proyectos hidráulicos: Finalmente, la Compañía posee otros derechos de agua en las Regiones de Valparaíso y de Los Lagos, sobre la base a los cuales está estudiando proyectos hidráulicos por alrededor de 500 MW, que se espera entren en etapa de desarrollo y ejecución de manera que puedan aportar con generación de electricidad a partir del año 2013 y siguientes.

Además, la Compañía está participando con Endesa en la sociedad que desarrollará los proyectos hidroeléctricos de la Región de Aysén, en los ríos Baker y Pascua y que totalizarían una capacidad instalada de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, será comercializada en forma independiente por ambas compañías.

Proyectos térmicos: En relación a la generación térmica competitiva, complemento esencial al desarrollo hidroeléctrico, Colbún está desarrollando el proyecto Santa María (ex Coronel I). Se trata del desarrollo de la primera etapa de un complejo termoeléctrico abastecido de carbón, consistente en dos unidades, cada una con una capacidad de aproximadamente 343 MW de potencia nominal neta. Es importante destacar que las tecnologías con que han sido proyectadas estas centrales termoeléctricas a carbón, cumplen con los más altos estándares medio ambientales y normas de países desarrollados, por lo cual son muy poco agresivas con el medio ambiente en general y con la población vecina en particular.

Cabe reiterar en en relación al incremento de nueva capacidad térmica de respaldo, durante el mes de abril de 2009, se puso en marcha la central térmica Los Pinos, unidad térmica de ciclo abierto de 100 MW de capacidad instalada, cuya elevada eficiencia la dejará en condiciones de operar en términos económicos justo después de los ciclos combinados que operen con diesel.

Respecto de las centrales térmicas de la Compañía que actualmente están operando con petróleo diesel y que podrían operar adicionalmente con GNL, se está estudiando si las condiciones técnicas, económicas y de acceso a este combustible representan un nuevo proyecto viable para Colbún.

Se puede concluir que la Compañía sigue con una vocación hídrica, demostrada por los proyectos en ejecución, los proyectos en estudio y en desarrollo y por el Proyecto Hidroaysén. Sin embargo, se debe compatibilizar la vocación hídrica con su calidad de actor relevante y de largo plazo en el sector de generación de electricidad, lo que entre otros aspectos significa ser capaz de proveer a las empresas distribuidoras y a los clientes industriales de un suministro de electricidad sustentable, competitivo, estable, de buena calidad y a través de contratos de largo plazo. Así se explica la necesaria capacidad de

generación térmica tanto de base como de respaldo, que permite lograr un flujo de generación de electricidad de esas características y con riesgos acotados, compensando así la volatilidad de la generación hidráulica.

7.5 Política Comercial

Colbún ha seguido una estrategia de contratación de largo plazo para obtener estabilidad en sus flujos, basada en un equilibrio de generación hídrica y térmica a un costo competitivo. Si bien este equilibrio se vio alterado producto de la desaparición del gas natural proveniente de Argentina, la Compañía ha avanzado en ajustar su cartera de clientes, la cual en condiciones razonables retomará su equilibrio hacia el año 2010, al considerar la generación de base hídrica y de carbón disponibles y la generación térmica de respaldo.

7.6 Licitaciones de Suministro

La Compañía participó en las primeras licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras por suministro por plazos de 10 a 15 años a contar de enero del 2010 y enero del 2011. Como resultado de dichas licitaciones, la Compañía se adjudicó parte de los bloques base licitados por las distribuidoras Saesa y otras y CGE Distribución, sumando en total 2.200 GWh anuales, además de un bloque variable de Saesa y otras que puede alcanzar a 582 GWh anuales, los que se iniciarán el año 2010. Los contratos correspondientes fueron firmados durante mayo de 2007. A su vez, durante octubre de 2007 le fueron asignados otros 2.500 GWh de la segunda licitación que efectuó la distribuidora Chilectra S.A., para bloques de suministro que se inician el año 2011.

Estas licitaciones se realizaron por primera vez en el marco de un proceso libre y competitivo y los precios y fórmulas de indexación ofrecidos por las distintas generadoras reflejaron el nuevo contexto de costos de desarrollo de largo plazo de la industria, luego de la crisis del gas natural argentino.

Adicionalmente a las licitaciones indicadas, recientemente, en un nuevo proceso de licitación de suministro a clientes regulados de empresas distribuidoras, Colbún se adjudicó un nuevo bloque de energía de 1.500 GWh anuales para el suministro a CGE Distribución a partir del año 2010.

7.7 Riesgos Regulatorios

La estabilidad regulatoria para un sector como el de generación de electricidad resulta fundamental, lo cual ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno y en general los cambios regulatorios de los últimos años han fortalecido esta estabilidad. Una prueba de ello son las recientes licitaciones a precios de mercado para el abastecimiento a las empresas distribuidoras que han significado una importante disminución del riesgo regulatorio de fijaciones de precios. Sin embargo, aun se mantienen o aparecen algunas

señales de incertidumbre regulatoria que aunque incipientes, no se pueden dejar de mencionar.

Uso de Embalses para fines distintos para los que fueron diseñados como el Control de Crecidas: Se aprobó la denominada “Ley de Embalses”, la que tiene por objeto utilizar los embalses que hoy se usan en generación eléctrica y riego, además para el control de crecidas. Dependiendo de la forma en que se implemente su reglamento, el que está en etapa de preparación por parte de las autoridades encargadas, podría afectar la disponibilidad de agua para su uso en generación hidroeléctrica.

Transferencias de Potencia de Punta: Otro caso es el DS N° 62 publicado en el Diario Oficial del 16 de junio de 2006, por medio del cual se dictó un reglamento que establece una nueva normativa para las transferencias de potencia de punta, materia que había quedado establecida después de varias divergencias falladas por el Panel de Expertos durante el año 2004. No obstante, la aplicación de dicho reglamento depende de la implementación de las prestaciones y transferencias de los servicios complementarios, que es materia de otro reglamento que se encuentra pendiente, por lo cual, según lo dispuesto en el artículo 20 transitorio del DFL N° 4/20.018, Ley Eléctrica, su aplicación se encuentra diferida.

Reglamento CDEC: Con fecha 18 de julio de 2008 la Contraloría General de la República tomó razón del Decreto Supremo N° 291 de fecha 3 de octubre que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). A juicio de Colbún S.A., esta nueva normativa reglamenta situaciones no contempladas en el orden legal teniendo como consecuencia una cierta pérdida de autonomía de los CDEC por requerimientos que reciban de la autoridad.

7.8 Riesgos Financieros

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

Riesgo de tasa de interés: Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros con tasa de interés variable y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos con tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. El riesgo se gestiona con el fin de alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y así, poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados. Para lo anterior, se contratan derivados de cobertura tales como *swaps* de tasa de interés fija y *collars*.

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

Tasa de interés	31.03.2009	31.12.2008	31.12.2007
Fija	93%	93%	91%
Variable	7%	7%	9%
Total	100%	100%	100%

Riesgo de crédito: El riesgo surge 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. Además, gran parte de los cobros que realiza Colbún corresponden a integrantes del sistema interconectado central chileno, entidades de elevada solvencia.

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

Al 31 de marzo de 2009, 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 un 95% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A+ o superior.

Riesgo de liquidez: Los fondos necesarios para hacer frente a salidas de flujo de efectivo para cumplir con compromisos de inversiones, gastos del negocio y vencimientos de deuda, etc., se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún S.A. y de la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para cumplir con las necesidades de un período.

8. ANÁLISIS DE LAS DIFERENCIAS ENTRE VALOR LIBRO Y DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS

Las Propiedades, Plantas y Equipos se valorizan a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las Propiedades, Plantas y Equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituye el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil se revisa periódicamente (Ver Nota # para mas detalles de la composición de los Activos Fijos y vida útil)

Periódicamente se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido un una pérdida por deterioro.

Los activos denominados en monedas distintas a la moneda funcional de la Compañía, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Finalmente, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se exponen en la Nota número 3 de los Estados Financieros.

9. MERCADO EN EL QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Colbún S.A. tiene sus instalaciones productivas en las Regiones de Valparaíso, de O'Higgins, del Maule, del Bío-bío y de los Lagos y vende toda su producción en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país que se extiende desde Taltal hasta la Isla Grande de Chiloé. Durante el primer trimestre del año 2009, el consumo de esta zona alcanzó a 9.916 GWh, con un decrecimiento de 3,1% con relación al mismo período del año anterior.

Para inyectar su energía al SIC, los generadores deben pagar, por cada una de sus centrales, por el uso que hacen del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan. Asimismo, cuando efectúan retiros de electricidad para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deben pagar por los mismos conceptos. Al respecto, en enero de 2008 salió publicado el Decreto que fija los peajes troncales como parte de la aplicación total de la denominada Ley Corta 1, publicada en marzo de 2004.

Las ventas a las empresas distribuidoras representan aproximadamente un 71% de las ventas totales de las empresas generadoras a los clientes del SIC. Estas ventas incluyen energía que las distribuidoras destinan a sus clientes regulados y a sus clientes de precio libre. El resto corresponde a los clientes industriales libres, cuyos precios de venta, junto

con los precios de las generadoras a las distribuidoras por energía para clientes libres, se utilizan en los procesos de fijación tarifaria para establecer una banda de precios al interior de la cual se debe ubicar el precio de nudo fijado. La amplitud de esta banda fue completamente redefinida por la Ley 20.018.