



Durante el 1^{er} trimestre de 2009 Colbún mantuvo estable sus ventas físicas a pesar del contexto económico desfavorable. Por otro lado, la mayor generación hidráulica, 33% superior al mismo periodo del año 2008, y el nivel de los precios en el mercado spot determinados por menores precios de petróleo, compensaron en parte los efectos del mantenimiento mayor efectuado en las dos centrales de ciclo combinado del complejo Nehuenco.

1T09

Informe Financiero

- A partir de este trimestre, Colbún reporta sus resultados financieros según las **IFRS** (International Financial Reporting Standards) y **cambia su moneda funcional** al dólar.
- **Los ingresos consolidados de Colbún durante el 1T09 ascendieron a US\$ 309 millones**, lo que significó un aumento de 7% respecto al 4T08 y una disminución de 22% respecto al 1T08.
- **El EBITDA del 1T09 alcanzó US\$ 54 millones**, comparado con US\$ 103 millones el 4T08 y US\$ 41 millones negativos el 1T08.
- **La utilidad (Ganancia Controladora) del 1T09 fue de US\$ 35 millones**, menor que los US\$ 54 millones del trimestre anterior y mayor que la pérdida de US\$ 45 millones obtenida durante el 1T08.
- **Los menores resultados de Colbún** con respecto al trimestre anterior se explican por la menor generación hidráulica producto de la estacionalidad (final del deshielo) y la menor producción térmica del complejo Nehuenco producto de actividades de mantenimiento mayor en las dos centrales de ciclo combinado.
- La central térmica **Los Pinos** (100 MW) entró en operación comercial durante el mes de abril.
- Durante el 1T09, **el Proyecto Termoeléctrico Santa María I** (350 MW) cumplió hitos relevantes tales como el término de la estructura de acero del edificio de la turbina y el término del túnel de reclamo para el carbón. El proyecto continúa según lo programado.
- **El Proyecto Hidroeléctrico San Pedro** (144MW) cuenta con la aprobación de la Corema de la Región de los Ríos desde octubre de 2008 y en mayo de este año obtuvo el permiso de obras hidráulicas de la DGA.

Resumen

US\$ millones

	1T08	4T08(*)	1T09	Variación	
				T/T	A/A
Ingresos de la Operación	394	288	309	7%	-22%
EBITDA	(41)	103	54	-48%	n.m.
Utilidad (Ganancia Controladora)	(45)	54	35	-35%	n.m.
Deuda Neta	949	581	591	2%	-38%
Ventas Energía (GWh)	2.953	2.948	2.951	0%	0%
Generación Hidro (GWh)	1.091	1.914	1.449	-24%	33%
Dólar Observado de Cierre (CLP/USD)	438	636	583	-8%	33%

(*) Los resultados del 4T08 están expresados en dólares bajo PCGA chilenos. Los resultados del 1T09 están registrados bajo IFRS y los del 1T08 fueron convertidos de PCGA a IFRS para ser presentados en la FECU a Marzo 2009.

www.colbun.cl

Colbún es el segundo generador del Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile con una capacidad instalada de 2.615 MW (52% térmica y 48% hidráulica) repartida en 21 centrales. Las centrales están ubicadas en 4 cuencas y 7 regiones. Colbún vende energía y potencia a clientes regulados (Distribuidoras), a clientes libres (Industriales) y los excedentes a otros generadores a través del mercado spot. Más detalles en nuestro sitio www.colbun.cl

ANÁLISIS DE RESULTADO

La utilidad (**Ganancia Controladora**) del 1T09 fue de US\$ 35 millones que se compara negativamente con la utilidad de US\$ 54 millones obtenida el trimestre anterior. Esta diferencia se explica principalmente por un menor *Resultado de la Operación* parcialmente compensado por un mayor *Resultado distinto de la Operación*:

- *Resultado de la Operación*. Este último se compara negativamente con el 4T08 principalmente debido a una menor generación hidráulica de acuerdo con la tendencia estacional y una menor producción térmica del complejo Nehuenco producto de actividades de mantenimiento mayor que se tuvo que reemplazar por mayores compras en el mercado spot.
- *Resultado distinto de la Operación*. Este último está afectado por el cambio de normas contables (IFRS) y por el cambio de moneda funcional a dólar: 1) se elimina la corrección monetaria, 2) la diferencia de cambio se calcula en función del dólar en vez del peso y; 3) 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 registraban anteriormente.

El EBITDA durante el 1T09 ascendió a US\$ 54 millones, que se compara negativamente con el EBITDA de US\$ 103 millones registrado durante el 4T08.

El menor EBITDA del 1T09 se explica principalmente por:

- Menor generación hidráulica de 465 GWh durante el 1T09 versus el 4T08, consistente con los pronósticos de deshielo para el periodo.
- Menor producción térmica de 385 GWh en comparación al trimestre anterior principalmente debido a las actividades de mantenimiento mayor realizadas en las dos centrales de ciclo combinado del complejo Nehuenco.
- Mayores compras en el mercado spot de 803 GWh (en compensación por menor producción propia) cuyos precios fueron marcados en promedio por centrales térmicas de ciclo abierto operadas con diesel. Los costos marginales del sistema bajaron de un promedio trimestral de 141 US\$/MWh el 4T08 a un promedio para el 1T09 de 135 US\$/MWh, compensando levemente el costo por las mayores compras físicas.
- Mayores costos de peaje de US\$ 16 millones dado que el trimestre anterior estos costos fueron rebajados por importantes ingresos tarifarios (devoluciones del transmisor a los generadores por diferencias entre el balance de inyección y retiro en el CDEC). 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 en el sur y de retiro en la zona central del SIC.
- Menores otros ingresos de explotación debido a que el 4T08 incluía ingresos extraordinarios por US\$ 9 millones producto de una reliquidación con la empresa Metrogas por transferencias de gas (afectando la base de comparación para el 1T09).

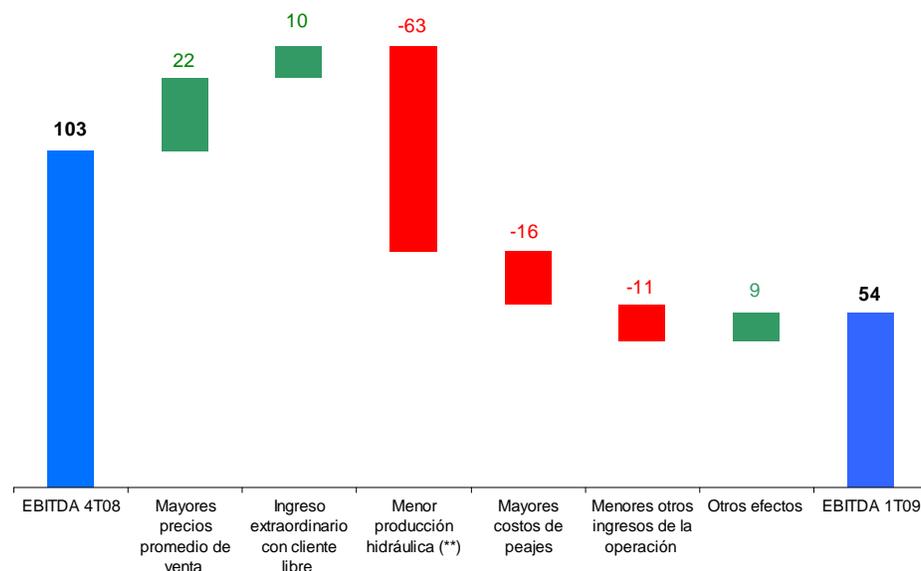
ANÁLISIS DE RESULTADO

Estos efectos negativos fueron parcialmente compensados por:

- Mayores precios promedio de venta medidos en dólares a clientes regulados en comparación con el 4T08: el precio de venta a clientes regulados (Precio Nudo) expresado en pesos fue indexado por el Regulador recién en enero 2009, principalmente para restaurar el valor de la potencia medido en dólares, que fuera afectado por la brusca devaluación del peso chileno a fines de 2008. En febrero y marzo, posteriormente a la indexación del Regulador, el tipo de cambio bajó, mejorando aún más el precio promedio medido en dólares de los meses de febrero y marzo.
- Mayores precios promedios a clientes libres en comparación al trimestre pasado producto (en algunos casos) de la indexación al costo marginal del sistema y a la variación del CPI, compensando la caída de las ventas físicas a clientes industriales.
- Mayores ingresos a clientes libres debido a que durante el 1T09 se reportaron ingresos no recurrentes por US\$ 9,8 millones producto de una reliquidación en el mes de marzo acordada con el cliente Anglo American S.A.

Análisis de Variación del EBITDA (4T08(*) v/s 1T09)

US\$ millones



(*) Los resultados del 4T08 están bajo PCGA (Principios Contables Generalmente Aceptados) chilenos y fueron convertidos a dólares según la misma metodología usada en el Press Release del 4T08. Los resultados del 1T09 están registrados bajo IFRS. Los impactos por la adopción de IFRS son menores, especialmente en el Resultado de la Operación, por lo que se mantiene en este informe el análisis trimestral versus el trimestre anterior a pesar de que los resultados del 4T08 sólo estén disponibles en PCGA chilenos.

(**) La menor producción hidráulica del 1T09 vs 4T08 (de 465 GWh) se valorizó al costo unitario promedio térmico del trimestre para Colbún (promedio ponderado del gas, diesel y compras al CDEC). Se hace el supuesto simplificador que una variación de la producción hidráulica no cambia los precios en el mercado spot.

ANÁLISIS DE RESULTADO

Detalle del EBITDA

US\$ millones

	1T08	4T08(*)	1T09	Variación	
				T/T	A/A
Ingresos de la Operación	394	288	309	7%	-22%
Ventas a Clientes Regulados	136	109	130	19%	-5%
Ventas a Clientes Libres	88	86	97	12%	10%
Ventas a Clientes Sin Contrato	158	80	74	-7%	-53%
Ventas al CDEC	6	(1)	6	-1022%	6%
Otros Ingresos	6	13	2	-84%	-66%
Costos de la Operación	(431)	(179)	(249)	39%	-42%
Peajes	(3)	5	(11)	-342%	254%
Compras de Energía y Potencia	(139)	(38)	(148)	286%	6%
Consumo de gas	(23)	(24)	(3)	-87%	-86%
Consumo de Petróleo	(237)	(92)	(57)	-38%	-76%
Otros	(28)	(29)	(29)	-1%	2%
Gastos de Administración y Ventas	(5)	(5)	(7)	27%	32%
EBITDA	(41)	103	54	-48%	-230%

(*) Los resultados del 4T08 están bajo PCGA (Principios Contables Generalmente Aceptados) chilenos y fueron convertidos a dólares según la misma metodología usada en el Press Release del 4T08. Los resultados del 1T09 están registrados bajo IFRS.

El balance de compromisos v/s generación evidencia que:

- El 59% de los compromisos contractuales del trimestre fueron cubiertos por generación hidráulica versus 77% el trimestre anterior.
- El 41% restante de los compromisos contractuales y las ventas a distribuidoras sin contrato fueron cubiertas por generación térmica propia y en mayor medida, por compras en el mercado spot.
- Las compras en el mercado spot más que se triplicaron con respecto al trimestre anterior para compensar la indisponibilidad de las 2 centrales de ciclo combinado durante una parte importante del trimestre producto de actividades de mantenimiento. 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 la confiabilidad para operación con petróleo diesel. También 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.
- La disponibilidad de gas a precios competitivos con el petróleo permitió generar 29 GWh durante el 1T09 versus 209 GWh durante el trimestre anterior.

ANÁLISIS DE RESULTADO

Balance Ventas Físicas v/s Generación

Cifras en GWh

	1T08	4T08	1T09	Variación	
				T/T	A/A
Ventas					
Clientes Regulados	1.210	1.199	1.270	6%	5%
Clientes Libres	1.255	1.277	1.200	-6%	-4%
Distribuidoras s/Contratos	489	472	480	2%	-2%
Spot CDEC	0	0	0	n.m.	n.m.
Total Ventas	2.953	2.948	2.951	0%	0%
Generación					
Hidráulica	1.091	1.914	1.449	-24%	33%
Térmica Gas	64	209	29	-86%	-55%
Térmica Diesel	1.392	686	481	-30%	-65%
Total Generación Propia	2.548	2.809	1.958	-30%	-23%
Compras CDEC	457	235	1.038	342%	127%

Análisis del Resultado fuera de la Explotación (*Resultado distinto de la Operación*)

- Gastos Financieros:** Los gastos financieros del 1T09 fueron de US\$ 15 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 millones para el 1T09, por intereses activados).
- Ingresos Financieros:** El 1T09 registra ingresos financieros por US\$ 7 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 Gastos 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\$ 3 millones consisten mayoritariamente en la indemnización recibida 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 millón comprende principalmente los gastos legales asociados con juicios en curso, multas, castigos y las remuneraciones al directorio.
- 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 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%

ANÁLISIS DE RESULTADO

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.

Las cuentas que más experimentaron variaciones entre el cierre del 4T08 y el del 1T09 son los Activos y Pasivos Corrientes en Operación.

Activos Corrientes en Operación:

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

- Las Inversiones Financieras por US\$ 512 millones (US\$ 487 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.
- El incremento en Deudores Comerciales por US\$ 68 millones, se explica fundamentalmente por el incremento en 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).
- Cuentas por cobrar impuestos corrientes por US\$ 223 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. Se recuerda que este saldo se ha generado por un incremento en el remanente de IVA crédito fiscal que se generó durante los meses en que el flujo de caja de la Compañía estuvo deprimido. Contribuyó a este aumento también el IVA crédito la incorporación de activo fijo, así como el impuesto específico al combustible que se tuvo que pagar hasta marzo de 2008 y que seguía el mismo régimen de recuperación vía IVA.

Pasivos Corrientes en Operación:

La variación del pasivo corriente en operación durante el 1T09 por US\$ 88 millones, es producto principalmente de mayores provisiones por compra de energía y peajes (US\$ 57 millones) y mayores pasivos de cobertura (US\$ 22 millones) en comparación al cierre del 2008.

Cuenta por cobrar a distribuidoras sin contrato:

Los Activos Corrientes en Operación incorporan la porción de corto plazo de la cuenta por cobrar a distribuidoras sin contrato la cual alcanza US\$ 124 millones. Los Activos No Corrientes incorporan la porción de largo plazo que registra US\$ 108 millones al cierre del 1T09 por lo que el total de la cuenta por cobrar a distribuidoras sin contrato suma US\$ 232 millones al cierre del 1T09 versus US\$ 220 millones al cierre del 4T08. El incremento de la cuenta por cobrar se debe al menor tipo de cambio al cierre del 1T09 (cuenta denominada en pesos) ya que en pesos la cuenta por cobrar a se ha reducido en aproximadamente US\$ 7 millones.

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.

ANÁLISIS DE BALANCE

Balance Resumido

US\$ millones

	4T08	1T09	Variación T/T
<u>Activos Corrientes en operación</u>	<u>1.065</u>	<u>1.125</u>	6%
Efectivo y equivalentes al efectivo	522	512	-2%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	238	305	29%
<i>Ventas normales</i>	91	125	38%
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	109	124	14%
<i>Deudores varios</i>	38	56	47%
Cuentas por cobrar impuestos corrientes	196	223	13%
Otros Activos corrientes	109	85	-22%
 <u>Activos No Corrientes</u>	 <u>4.012</u>	 <u>4.106</u>	 2%
Propiedades, planta y equipo, neto	3.750	3.832	2%
Otros Activos	262	274	5%
TOTAL ACTIVOS	5.077	5.231	3%
 Pasivo corrientes en operación	 215	 303	 41%
Pasivo no corrientes	1.650	1.655	0%
Patrimonio neto	3.212	3.273	2%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.077	5.231	3%

Nota: El balance del 1T09 está bajo IFRS y el balance del 4T08 se convirtió de PCGA chilenos a IFRS.

ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO Y DEUDA NETA

Análisis de Flujo de Efectivo

Las actividades de la operación generaron un flujo positivo de US\$ 104 millones. Si se tiene en consideración que el EBITDA alcanzó a US\$ 54 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\$ 11 millones por pagos de préstamos por US\$ 4 millones y pago de dividendos por USD\$ 2 millones, además de otros por US\$ 5 millones por efecto de pagos de “llamado de margen” de derivados sobre Cross-Currency-Swap.

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

Flujo de Efectivo

US\$ millones

	1T08	4T08	1T09	Variación	
				T/T	A/A
Efectivo Equivalente Inicial	174	560	555	-1%	219%
Flujo Efectivo de la Operación	(111)	74	104	40%	-193%
Flujo Efectivo de Financiamiento	76	(4)	(11)	204%	-114%
Flujo Efectivo de Inversión	(36)	(75)	(142)	90%	295%
Flujo Neto del Periodo	(72)	(5)	(49)	987%	-32%
Efectivo Equivalente Final	102	555	506	-9%	394%

Deuda Neta y Liquidez

La deuda neta de Colbún registró un leve aumento durante el 1T09 respecto al trimestre anterior alcanzando a US\$ 591 millones. Este aumento refleja la sólida generación de flujo operacional que permitió cubrir gran parte de la incorporación de activos por US\$ 128 millones del 1T09. Los principales proyectos en curso son la Central Térmica a carbón Santa María I y la Central Hidráulica San Pedro. En el caso de esta última, se está concluyendo la construcción de los caminos de acceso y se adjudicó la construcción del túnel de desvío.

Análisis de Liquidez

US\$ millones

	1T08	4T08	1T09	Variación	
				T/T	A/A
Deuda Financiera Bruta	1.063	1.125	1.103	-2%	4%
Inversiones Financieras	114	544	512	-6%	349%
Deuda Neta	949	581	591	2%	-38%

El saldo de inversiones financiera alcanzó al cierre del 1T09 US\$ 512 millones (incluye Depósitos a Plazo y Fondos Mutuos). Al considerar el efecto del trimestre de los forwards suscritos para dolarizar los depósitos a plazo (-US\$ 25 millones) y al restar los intereses devengados por colocación (-US\$ 6 millones) se obtiene el Efectivo Equivalente Final presentado en el análisis del Flujo de Efectivo al cierre del 1T09 de

ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO Y DEUDA NETA

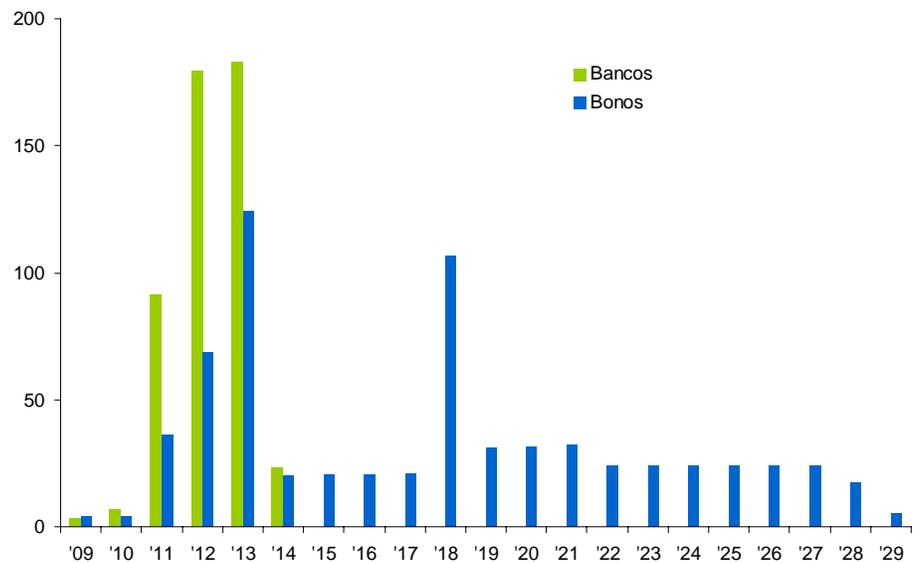
US\$ 506 millones. La deuda financiera bruta alcanzó US\$ 1.103 millones al cierre del 1T09 (US\$ 1.196 millones neto de los efectos de derivados de cobertura).

Deuda Financiera

El plan financiero que implementó Colbún durante el año 2008 permitió reestructurar los vencimientos y los *covenants* de la deuda financiera. En efecto, la recalendarización permitirá a Colbún no tener vencimiento de deudas importantes hasta fines de 2010. Por su parte, los *covenants* relacionados con flujo de caja, estarán exentos de medición hasta fines de 2010.

Perfil de amortizaciones de la deuda financiera al cierre del 1T09

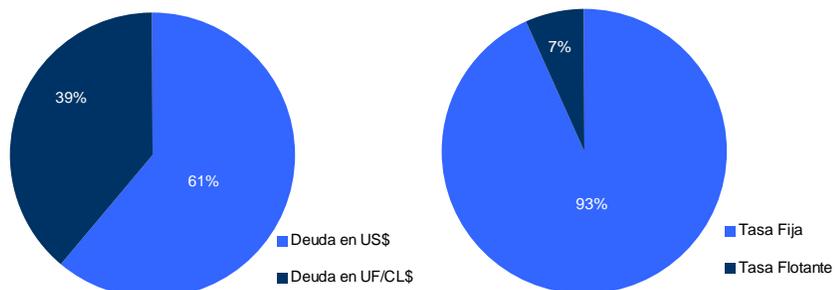
US\$ millones



La vida media de la deuda financiera de Colbún es de 6,8 años.

ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO Y DEUDA NETA

Desglose de Deuda por Moneda y Tasas de Interés Cifras en %



La tasa promedio de la deuda denominada en dólares es de 6.9%, en tanto que la deuda denominada en unidades de fomento tiene una tasa es de 4.4%.

DISCLAIMER

Este documento tiene por objeto entregar información general sobre Colbún S.A. En caso alguno constituye un análisis exhaustivo de la situación financiera, productiva y comercial de la sociedad. En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. ha enviado a la Superintendencia de Valores y Seguros, y se encuentran disponibles para su consulta y examen, los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas, documentos que deben ser leídos conjuntamente con este informe.

ANEXO 1: VENTAS Y GENERACIÓN

Ventas y Producción Trimestrales

Cifras entre paréntesis

	2008					2009
	1T	2T	3T	4T	Total 2008	1T
Ventas						
Clientes Regulados (GWh)	1.210	1.180	1.188	1.199	4.777	1.270
Clientes Libres (GWh)	1.255	1.163	1.274	1.277	4.968	1.200
Distribuidoras s/Contratos (GWh)	489	430	421	472	1.812	480
Spot CDEC (GWh)	0	46	0	0	46	0
Total Ventas (GWh)	2.953	2.819	2.883	2.948	11.603	2.951
Potencia (MW)	1.645	1.629	1.622	1.550		1.497
Generación						
Hidráulica (Gwh)	1.091	1.654	2.163	1.914	6.822	1.449
Térmica Gas (GWh)	64	47	2	209	323	29
Térmica Diesel (GWh)	<u>1.392</u>	<u>1.034</u>	<u>349</u>	<u>686</u>	<u>3.461</u>	<u>481</u>
Total Generación Propia	2.548	2.736	2.514	2.809	10.606	1.958
Compras CDEC	457	168	480	235	1.340	1.038

ANEXO 2: ESTADO DE RESULTADOS

Estado de Resultados Trimestral

US\$ Millones

	<u>1T 08</u> IFRS	<u>1T 09</u> IFRS
Ingresos de la Operación	394	309
Costos de la Operación	(431)	(249)
MARGEN BRUTO	(36)	60
Gastos de Administración y Ventas Antes de Depreciación	(5)	(7)
Depreciación y amortizaciones	(29)	(29)
RESULTADO DE OPERACIÓN	(70)	24
EBITDA	(41)	54
RESULTADO FINANCIERO		
Ingresos financieros	2	7
Gastos financieros	(12)	(15)
Resultados por unidades de reajuste	(6)	(4)
Diferencias de cambio, neto	55	30
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1	1
Otros Ingresos distintos de los de operación	4	3
Otros gastos distintos de los de operación	(53)	(1)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(79)	45
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	37	(8)
GANANCIA (PÉRD) DESPUES DE IMPTOS. DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	(43)	37
GANANCIA (PÉRD) ATRIBUIBLE A CONTROLADOR Y A PARTICIP. MINORITARIAS	(43)	37
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	(45)	35
PARTICIPACION MINORITARIA	2	3

ANEXO 3: BALANCE

Balance Resumido

US\$ Millones

	<u>4 T 08</u>	<u>1 T 09</u>
	IFRS	IFRS
<u>Activo corriente en operación</u>	<u>1.065</u>	<u>1.125</u>
Inversiones financieras	522	512
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	238	305
<i>Ventas normales</i>	91	125
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	109	124
<i>Deudores varios</i>	38	56
Cuentas por cobrar impuestos corrientes	196	223
Otros activos corrientes	109	85
 <u>Activos no corrientes</u>	 <u>4.012</u>	 <u>4.106</u>
Propiedades, planta y equipo, neto	3.750	3.832
Otros activos	262	274
TOTAL ACTIVOS	5.077	5.231
 Pasivos corrientes en operación	 215	 303
Pasivos no corrientes	1.650	1.655
Patrimonio neto	3.212	3.273
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.077	5.231