



Humphreys

CLASIFICADORA DE RIESGO

Informe Anual

Analista

Carlos Ebersperger H.

Tel. (56-2) 433 5219

carlos.ebersperger@humphreys.cl

Colbún S.A.

Junio 2011

Isidora Goyenechea 3621 – Piso16°
Las Condes, Santiago – Chile
Fono 433 52 00 – Fax 433 52 01
ratings@humphreys.cl
www.humphreys.cl

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría
Bonos Efectos de Comercio Acciones	AA- Nivel 1/AA- Primera Clase Nivel 1
Tendencia	<i>Estable</i>
EEFF base	31 de marzo de 2011

Número y Fecha de Inscripción de Emisiones de Deuda	
Bono Serie C	N° 234 de 13.10.2000
Línea de Bonos a 30 años Serie F	N° 499 de 10.04.2007 Primera emisión
Línea de Bonos a 10 años Serie E	N° 500 de 10.04.2007 Primera emisión
Línea de Bonos a 10 años Serie G	N° 537 de 13.06.2008 Primera Emisión
Línea de Bonos a 10 años Serie H	Primera Emisión
Línea de Bonos a 30 años Serie I	N° 538 de 13.06.2008 Primera Emisión
Línea de Bonos a 10 años	N° 600 de 14.08.2009
Línea de Bonos a 30 años	N° 601 de 14.08.2009
Línea de Efectos de Comercio	N° 30 de 10.07.2008

Estado de Resultados Consolidado IFRS				
M US\$	2009	2010	Ene-Mar 2010	Ene-Mar 2011
Ingresos totales	1.159.282	1.024.243	217.560	315.238
Materias primas y consumibles	-774.420	-633.455	-112.092	-282.791
Gasto por beneficio a empleados	-33.553	-37.626	-7.912	-10.876
Gastos por depreciación y amortización	-121.845	-124.039	-30.858	-31.209
Otros gastos por naturaleza	-14.697	-22.121	-5.783	-4.715
Resultado operacional	214.767	207.002	60.915	-14.353
Costos financieros	-51.177	-49.135	-19.391	-8.307
Utilidad del ejercicio	239.123	115.893	25.436	-28.930
EBITDA	336.612	331.041	91.773	16.856

Balance General Consolidado IFRS			
M US\$	31-12-2009	31-12-2010	31-03-2011
Activos corrientes	969.024	1.088.849	1.006.496
Efectivo y equivalentes	484.748	554.522	441.232
Activos no corrientes	4.471.479	4.675.033	4.758.646
Total activos	5.440.503	5.763.882	5.765.142
Pasivos corrientes	318.934	334.022	386.364
Pasivos no corrientes	1.676.720	1.926.944	1.877.998
Total pasivos	1.995.654	2.260.966	2.264.362
Patrimonio	3.444.849	3.502.916	3.500.780
Total pasivos y patrimonio	5.440.503	5.763.882	5.765.142
Deuda financiera	1.257.179	1.568.862	1.520.125

Opinión

Fundamento de la clasificación

Colbún S.A. es una empresa del sector eléctrico -principalmente generación-, que opera en el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile. Su capacidad instalada de generación asciende a 2.620 MW, operando tanto con plantas hidroeléctricas como térmicas.

En 2010 la empresa generó ingresos anuales del orden de los US\$ 1.024 millones, con un EBITDA de US\$ 331 millones, generando en el año 9.403 GWh, vendidos a distribuidoras y clientes libres del SIC. Su deuda financiera al 31 de marzo de 2011 ascendía a US\$ 1.520 millones. Si bien en el primer trimestre de 2011 la empresa obtuvo un EBITDA de US\$ 16,8 millones, versus US\$ 91,7 millones en igual lapso de 2010, dicha baja corresponde a una situación transitoria producto de la estrechez hídrica del período y la entrada en vigencia de un contrato de suministro con la distribuidora Chilectra, situación que mejorará con la entrada en operaciones de la central a carbón Santa María.

La clasificación de los títulos de deuda de la sociedad en "*Categoría AA-*" se fundamenta principalmente en que la compañía posee una sólida posición competitiva dentro del SIC, con una participación de mercado en términos de capacidad instalada en torno al 22%, mismo porcentaje de la energía generada en el sistema en 2010, lo que la ubica como el segundo actor en importancia en el SIC. Lo anterior se ve favorecido, además, por el adecuado *mix* de plantas generadoras de **Colbún**, las que se dividen, por capacidad instalada, en hidroeléctricas (48%) y termoeléctricas (51,5%), y por los proyectos en ejecución a carbón e hidroeléctricos que le aseguran mantener a futuro un lugar relevante y competitivo en este sector productivo.

Asimismo, **Humphreys** considera en la clasificación la alta viabilidad de largo plazo que posee su negocio, al participar en una industria donde la demanda es creciente y relativamente inelástica en épocas de crisis, con

la excepción del período 2008-2009 cuando la contracción económica y las campañas de ahorro energético frenaron la demanda. Cabe agregar que el consumo *per cápita* está debajo del que presentan los países con mayor desarrollo, lo que constituye un indicativo del potencial de crecimiento.

La clasificación de los títulos de oferta pública también considera el adecuado perfil de deuda de la compañía. Si bien los pasivos financieros han ido en aumento durante los últimos periodos, la empresa ha reestructurado su deuda financiera de manera de disminuir el monto de los vencimientos del período 2010-2019, teniendo por tanto un buen perfil de pago en relación a su generación de caja actual, con un máximo de desembolsos equivalentes al 50% del EBITDA de 2010.

Lo anterior se complementa con la existencia de un grupo controlador de alta solvencia (la familia Matte), que ha demostrado su apoyo al negocio con la inyección de nuevos recursos en un escenario que entendieron como transitorio (situación vivida en el bienio 2007-2008, cuando el resultado operacional de la empresa fue negativo). Asimismo, la firma ha incorporado criterios comerciales y financieros más conservadores, que disminuyen el riesgo del negocio a través de lineamientos que apuntan a la minimización de la variabilidad de sus flujos, principalmente mediante una política de suscripción de contratos que consideran como escenario base un año relativamente seco para la producción de sus plantas hidráulicas, más el aporte de la central a carbón, y una política de mantención de reservas monetarias para absorber eventuales resultados negativos.

Dentro de los factores que restringen la clasificación de riesgo está la exposición de la compañía a variaciones en sus costos de producción, ya sea por la eventualidad de periodos en que la generación de sus activos hídricos se vea mermada por la escasez de agua (como en 2010-2011), o por mayores costos de los combustibles *diesel* y gas natural en las plantas térmicas que en la actualidad opera, y a futuro por variaciones del precio del carbón, combustible que utilizará la central Santa María. Con todo, se reconoce que la actual política conservadora de contratación, cuando esté funcionando esta última planta, permitirá atenuar en buena parte dichos riesgos, en particular porque un nivel de contratación más elevado podría exponerla a las variaciones del precio *spot* del SIC.

Adicionalmente, la compañía se enfrenta al riesgo inherente de pertenecer a una industria que afronta regulaciones en distintos aspectos, entre ellos exigencias medioambientales, en frecuente discusión. Además de lo anterior, dentro del mercado eléctrico chileno existe una alta competencia, que incluso puede intensificarse a futuro, lo que conlleva riesgos asociados a la mayor presión sobre los márgenes y a la posibilidad de asegurarse contratos de suministro con empresas distribuidoras, aunque se reconoce que en la actualidad las obligaciones con distribuidoras son a largo plazo, con vencimientos posteriores a 2020.

Finalmente, debe considerarse que para una empresa como **Colbún**, con importantes proyectos de generación en desarrollo (Santa María a carbón, y Angostura y San Pedro en embalse), el riesgo de construcción de las centrales puede transformarse en un factor relevante a la hora de determinar sus flujos de caja, en particular si el inicio de la vigencia de nuevos contratos de suministro no coincide con la entrada en funcionamiento de dichas plantas por demora de éstas.

La perspectiva de la clasificación de los bonos y efectos de comercio se califica como "*Estable*", por cuanto en el mediano plazo no se visualizan cambios de relevancia en los riesgos que afectan a la compañía.

La clasificación de los títulos accionarios en "*Primera Clase Nivel 1*" se justifica por la adecuada solvencia asignada al emisor, y por la alta presencia en bolsa de los títulos accionarios, la que se ha ubicado en 100% en todos los meses del último año bajo análisis. Asimismo, esta categoría se califica en "*Estable*", principalmente porque no se esperan cambios relevantes ni en la solvencia ni en la presencia promedio del instrumento de la compañía.

En el mediano plazo la clasificación de riesgo de los títulos de deuda podría mejorar en la medida que se reduzca en forma importante y permanente el endeudamiento de la compañía en relación con su capacidad de flujo de caja.

Para la mantención de la clasificación es necesario que la empresa sostenga su política conservadora en la suscripción de contratos, especialmente a la luz de las plantas de generación que se encuentran en desarrollo. Asimismo, se espera que los planes de inversión del emisor no lleven a un aumento significativo en los niveles de deuda relativa. En términos de la clasificación de las acciones, para mantener la clasificación asignada se requiere sostener la clasificación de solvencia y que los títulos conserven su elevada presencia bursátil.

Definición de Categorías de Riesgo

Categoría AA

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una muy alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

Signo (-): Corresponde a los títulos de deuda con mayor riesgo relativo dentro de su categoría.

Categoría Nivel 1

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con la más alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

Categoría Primera Clase Nivel 1

Corresponde a aquellos títulos accionarios que presentan una excelente combinación de solvencia y estabilidad en la rentabilidad del emisor y volatilidad de sus retornos.

Tendencia Estable

Corresponde a aquella clasificación que cuenta con una alta probabilidad que no presente variaciones a futuro.

Oportunidades y Fortalezas

Sólida posición competitiva: Con el 22% de la capacidad instalada del SIC, **Colbún** se consolida como la segunda generadora más importante de su mercado relevante. Asimismo, el plan de inversiones de la empresa (US\$ 1.824 millones, que corresponden a proyectos por 803 MW y producción anual estimada de 4.000 GWh) permite presumir que, al menos en el mediano plazo, mantendrá su importancia dentro del sistema, lo que se verá reforzado por el hecho de que las plantas en desarrollo corresponden a centrales hidroeléctricas y a carbón, por lo tanto de costos competitivos.

Infraestructura adecuada: La capacidad instalada de la empresa combina centrales hidroeléctricas (48%) y termoeléctricas (52%, a gas natural y *diesel*). Asimismo, existen proyectos para seguir ampliando la infraestructura y poder agregar plantas a carbón e hidroeléctricas, las que compensarían la actual inestabilidad de las centrales a gas natural y el mayor costo de generación de las plantas que usan *diesel* (menos competitivas en el SIC). Actualmente, **Colbún** cuenta con una capacidad instalada de generación de 2.620 MW, la que se elevaría a 3.428 MW con las nuevas instalaciones.

Calidad de la propiedad: La empresa es controlada por el grupo Matte, conglomerado de larga trayectoria y uno de los más sólidos del país en términos financieros. Entre sus empresas destacan CMPC (compite en los rubros papeles y celulosa), Minera Valparaíso y Bicecorp (controladora del banco Bice y otras sociedades del ámbito financiero). Lo anterior favorece el acceso a financiamiento de la compañía.

Fortaleza de la demanda: Dado el carácter imprescindible de la energía, su consumo es bastante inelástico en las épocas de crisis. Por otra parte, en periodos de crecimiento económico la demanda sigue la misma tendencia observada para el Producto Interno Bruto (PIB). Asimismo, el consumo *per cápita* en Chile se encuentra por debajo de países con PIB más elevado, lo que representa un importante potencial de crecimiento. Durante los últimos diez años el crecimiento de la demanda eléctrica ha sido en torno al 4,5% anual (el PIB en promedio solo un 3,7% para el mismo periodo)

Perfil de la deuda: La compañía ha venido reestructurando el vencimiento de sus obligaciones financieras, de manera que los desembolsos anuales sean menores a su flujo anual de caja, bajo los nuevos contratos de provisión de suministro energética a las distribuidoras y clientes libres. La colocación de un bono *bullet* por US\$ 500 millones en el exterior a inicios de 2010 le permitió reestructurar aun de mejor forma los pasivos, y aunque a su vencimiento en 2020 la empresa probablemente tenga que refinanciar tal bono, no debiera tener mayores problemas dado su buen acceso a financiamiento nacional e internacional. En la actualidad, hasta 2019, su máximo pago anual corresponde a US\$ 175 millones, un 50% del EBITDA que obtuvo en 2010.

Factores de Riesgo

Inestabilidad del suministro hídrico y del precio de insumos: Un 48% de la capacidad instalada de la empresa corresponde a plantas de generación hidroeléctrica, las que están sujetas a la variabilidad de los regímenes de lluvias de las distintas cuencas en que se ubican, y que por lo tanto afectan los niveles de producción de la empresa. Esto repercute en los costos de generación de **Colbún**, por cuanto tal pérdida de

generación debe ser compensada con plantas térmicas de costos variables mayores (el costo variable de las hídricas tiende a cero), afectando así los flujos de caja. Por otra parte, las restricciones de abastecimiento de gas argentino, sumado al alto costo de operar las plantas con *diesel* y a las variaciones en el precio de este combustible, repercuten adicionalmente en la rentabilidad de la empresa. Además, con la futura entrada en funcionamiento de la planta Santa María I, la empresa se verá expuesta a las variaciones del precio del carbón, insumo que utilizará dicha generadora. Con todo, se reconoce que la nueva estrategia de contratación de la empresa, basada en la generación de las instalaciones hidroeléctricas en un año medio a seco y la capacidad de Santa María, constituyen un respaldo ante los años secos y elevan la competitividad de la empresa, disminuyendo su dependencia del mercado *spot* del SIC y de la generación térmica a gas natural y *diesel*.

Cambios regulatorios: Como toda empresa regulada, el emisor está expuesto a cambios en las normativas legales que afectan al sector. Dentro de las principales variables reguladas que incrementan el riesgo figura el cálculo de los peajes de transmisión, además de las multas que pueden aplicar los organismos fiscalizadores. Adicionalmente, la Ley 20.257 sobre Energías Renovables no Convencionales establece que al menos un 5% de la energía vendida por contratos provenga de ese tipo de plantas generadoras, lo que obliga a desarrollar proyectos que permitan cumplir la normativa o comprar a otras empresas el derecho. Finalmente, están los riesgos asociados a la tramitación de los nuevos proyectos, que pueden extender los plazos de construcción más allá de lo planificado. Con todo, se valora que tanto la ley como las autoridades del sector tienden a la aplicación de criterios técnicos para el normal funcionamiento de la industria y en los últimos años se ha avanzado hacia normativas que fomentan la estabilidad del mercado eléctrico (leyes cortas I y II).

Riesgos en regulación medioambiental: La tendencia mundial ha llevado a criterios cada vez más estrictos en materias medioambientales. En particular, la inversión tanto de plantas hidroeléctricas como térmicas, sin perjuicio de sus beneficios sociales, tiende a ser cuestionada por diversos actores por las repercusiones que provocan en el medio ambiente. Tal situación podría incrementar los riesgos de sobre plazo y sobre costos asociados a los nuevos proyectos.

Nivel de competencia de la industria: El sector de generación eléctrica se ha caracterizado por presentar elevados niveles de competencia, los que podrían aumentar de concretarse el ingreso de nuevos operadores al mercado y/o al desarrollarse nuevos proyectos de bajo costo variable por parte de las empresas ya existentes. Esta competencia se ha incrementado producto de la entrada en vigencia de la Ley Corta I, que establece que las distribuidoras de energía deben licitar el suministro eléctrico que necesitan, lo que obliga a las empresas generadoras a ofrecer precios competitivos para asegurarse contratos.

Riesgo de construcción: El desarrollo de nuevas centrales de generación lleva implícito el riesgo de extensión en los plazos de construcción previstos y de sobrecosto en los montos destinados como inversión para su concreción. El sobre plazo en el término de los proyectos puede tener un efecto directo en los resultados de la empresa, en particular si se suscriben contratos de suministro asociados a la capacidad de generación de ellos. Lo anterior obliga a tener una política más conservadora en relación a las expectativas sobre los períodos de término de ejecución de los nuevos activos, lo cual puede tener consecuencias sobre la participación en licitaciones de suministro y en la suscripción de nuevos contratos.

Hechos Recientes

Resultados 2010

En 2010 la empresa generó ingresos de explotación por US\$ 1.024 millones, lo que representó una caída de 11,6% respecto de 2009. Por su parte, el total de costos y gastos de 2010 ascendió a US\$ 817,4 millones, contrayéndose en 13,5%, principalmente por la baja de 18% en los costos de materias primas y combustibles. Lo anterior ayudó a compensar la caída de los ingresos, obteniendo un resultado operacional similar en 2010 que en 2009 (US\$ 207 millones versus US\$ 215 millones, respectivamente). Cabe destacar que la caída en ventas se explica por un menor volumen de generación, el que alcanzó a 9.403 GWh, una disminución de 2% provocada por un menor nivel de contratos, destacando el hecho de que las ventas fueran de 9.476 GWh, es decir, existió un calce casi perfecto entre ambas (en contraste, en 2007 la generación propia de Colbún fue de 11.508 GWh y sus ventas de 13.107 GWh).

La utilidad de 2010 alcanzó a US\$ 115,9 millones, contrayéndose en 52%, aunque ello se debió a que en 2009 la empresa tuvo abonos por diferencias de cambio de US\$ 81,5 millones, contra US\$ 17,7 millones en 2010. Por su parte, considerando que el resultado operacional fue bastante similar entre 2009 y 2010, el EBITDA de la compañía cayó sólo un 1,7%, hasta US\$ 331 millones, aunque el margen EBITDA a ingresos se incrementó de 29% a 32%, en lo que influyó la mejor indexación de precios y el menor nivel de contratos, principalmente.

Resultados primer trimestre 2011

En el primer cuarto de 2011 los ingresos de la empresa llegaron a US\$ 315,3 millones, aumentando en 44,9% con respecto a igual lapso de 2010, tanto por un mayor volumen de generación (aumento de 21% hasta 2.594 GWh, entre otros por la entrada en vigencia de un contrato con Chilectra) como por un aumento de los costos de producción, asociados a mayores precios del petróleo y a un período más seco que obligó a la empresa a generar una mayor proporción con gas natural y *diesel*, y a comprar en el mercado *spot* (la generación propia fue de 2.594 GWh). En efecto, los costos de materias primas y combustibles se elevaron en 152% hasta US\$ 283 millones, mucho más allá del 20% de aumento en el volumen de ventas físicas. Como consecuencia, el resultado operacional fue de -US\$ 14,4 millones (US\$ 60,9 millones en el primer trimestre de 2010). El EBITDA del período, en tanto, alcanzó a US\$ 16,9 millones, con una caída de 81,6%.

La situación anteriormente descrita se explica en buena parte por la entrada en vigencia de un contrato de suministro eléctrico con Chilectra, el cual debía ser cumplido, de acuerdo a la planificación de la empresa, con la generación de la central Santa María, la que ha tenido retrasos producto del terremoto de 2010 y de demoras en la construcción

Eventos recientes

El 24 de agosto de 2010 **Colbún** informó del acuerdo alcanzado con Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN), sociedad argentina encargada de transportar gas natural a Chile para **Colbún**, acordándose rescindir los contratos que las vinculaban a cambio del pago fijo de US\$ 41,71 millones. Dichos contratos vencían en 2022 y 2027, y **Colbún** debía pagar anualmente US\$ 15,3 millones, por tanto el acuerdo con TGN implica un ahorro de dicha tasa anual.

También el 24 de Agosto de 2010, Colbún acordó adquirir el 15% de acciones que International Finance Corporation mantenía en Hidroeléctrica Aconcagua S.A., con lo que el emisor pasó a controlar el 100% de dicha filial, cuyos activos de generación son las centrales Blanco, Juncal y Juncalito. El precio acordado fue de US\$ 31,292 millones.

El 31 de agosto de 2010 el emisor suscribió un acuerdo con Empresa Nacional del petróleo (ENAP) para obtener suministro de gas natural licuado por 120 días y US\$ 90 millones aproximadamente, para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco a partir del 1 de enero 2011. El acuerdo fue prorrogado sucesivamente por otros cuatro meses en cada ocasión, manteniendo vigencia en la actualidad hasta el 31 de agosto de 2011.

El 8 de mayo de 2011 se llevó a cabo la votación del proyecto de centrales hidroeléctricas en Aysén propuesto a través de la coligada Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., siendo aprobado por la Comisión de Evaluación Ambiental de dicha región. Anteriormente, en abril de 2011, se había aprobado en el directorio de dicha empresa un aumento de capital por \$ 22 mil millones, suscrito por Colbún en la proporción que mantiene en la propiedad de tal empresa (49%).

Antecedentes Generales

Descripción del negocio

La creación de la empresa tuvo su origen en la división de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa, formándose una nueva sociedad anónima que se constituyó bajo la razón social de Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A.

En 1997 la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo) vendió el 37,5% de su participación. De esta forma, a partir del 31 de marzo de 1997, **Colbún** dejó de ser una empresa filial de Corfo, adquiriendo su nombre actual.

Con fecha 19 de Octubre de 2005, **Colbún S.A.** se fusiona con Hidroeléctrica Cenelca S.A. (controlada por Minera Valparaíso S.A., de propiedad del Grupo Matte), incorporando los activos de generación hídrica y térmica pertenecientes a Cenelca S.A., y el conjunto de centrales de generación hidráulica de propiedad de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., de propiedad de Hidroeléctrica Cenelca S.A. Con esta operación el grupo Matte se convierte en el controlador de la sociedad.

En 2006 la compañía llegó a un acuerdo con Endesa S.A. para el desarrollo, construcción y operación del proyecto llamado HidroAysén, consistente en centrales hidroeléctricas en los ríos Pascua y Baker en la XI región. La capacidad instalada total sería de unos 2.750 MW, de los cuales **Colbún** dispondrá el 49%, porcentaje con que participa en la sociedad, lo que implica que no consolidaría a la nueva empresa.

La compañía es la segunda generadora más importante dentro del Sistema Interconectado Central (SIC), con una participación del 22% en términos de capacidad instalada.

Propiedad

El capital de **la sociedad** está compuesto por 17.536.167.720 títulos accionarios. Al 31 de marzo de 2011 la propiedad de la sociedad se distribuía de la siguiente manera:

Accionista	Porcentaje de la propiedad
Minera Valparaíso S.A.	35,17%
Forestal Cominco S.A.	14%
Antarchile S.A.	9,58%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	2,32%
Fondo de Pensiones Provida C	1,67%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	1,64%
Banco de Chile por cuenta de terceros	1,61%
Celfin Capital Corredores de Bolsa S.A.	1,58%
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	1,47%
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	1,33%
Fondo de Pensiones Provida A	1,24%
Fondo de Pensiones Habitat C	1,21%
Otros	27,18%
Total	100%

Colbún es controlada por el grupo Matte, que posee directa e indirectamente el 49,2% de la sociedad a través de Minera Valparaíso S.A. y Forestal Cominco S.A., eligiendo a la mayoría de los directores. En mayo de 2006 el grupo Angelini (controlador de Empresas Copec S.A.) ingresó a la propiedad a través de de Antarchile S.A., adquiriendo el 9,6% de las acciones en circulación, porcentaje que mantiene en la actualidad.

El directorio de la empresa está formado por nueve miembros:

Cargo	Nombre
Presidente	Bernardo Matte Larraín
Director	Luis Gazitúa Achondo
Director	Eliodoro Matte Larraín
Director	Jorge Larraín Bunster
Director	Juan Hurtado Vicuña
Director	Fernando Franke García
Director	Sergio Undurraga Saavedra
Director	Arturo Mackenna Iñiguez
Director	Eduardo Navarro Beltrán

Las gerencias y divisiones están encabezadas por los siguientes gerentes:

Gerencia	Titular
Gerente general	Bernardo Larraín Matte
Gerente legal	Rodrigo Pérez Stiepovic
Gerente de asuntos corporativos	Carlos Abogabir Ovalle
Gerente de organización y recursos humanos	Paula Martínez O.
Gerente división de negocios y gestión de energía	Juan Vásquez Moya
Gerente división de generación	Enrique Donoso Moscoso
Gerente división de ingeniería y proyectos	Eduardo Lauer Rodríguez
Gerente de finanzas y administración	Cristián Morales Jaureguiberry

Antecedentes de la industria

El sector eléctrico chileno está claramente diferenciado en tres sub-sectores:

1. Generación

Se organiza en torno a cuatro grandes redes:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Abarca las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta. Consta de seis empresas principales. La generación es casi en 100% termoeléctrica, con una capacidad instalada alcanzaba a 4.224 MW en 2010.
- Sistema Interconectado Central (SIC): Desde Taltal (Región de Atacama) hasta la Región de los Lagos, con una capacidad instalada de 12.158 MW, dividida en 55% térmico, un 43% hídrico y un 2% eólico, aunque, en un año pluviométrico normal, es la generación hidroeléctrica la que realiza el mayor aporte en GWh. Operan alrededor de 20 empresas. En este sistema opera **Colbún S.A.**
- Sistema de Aysén: Una sola empresa (EDELAYSEN S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. El sistema cuenta con 50,5 MW de potencia instalada y la generación es 55% termoeléctrica, 41% hidroeléctrica y 4% eólica.
- Sistema de Magallanes: Una sola empresa (EDELMAG S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución, en cuatro subsistemas (Punta Arenas, Puerto Natales, Puerto Williams y Puerto Porvenir). La generación es 100% termoeléctrica (gas y *díesel*), y cuenta con 99 MW de potencia instalada.

2. Transmisión

Este sector está conformado por las empresas que transportan la energía producida por las compañías generadoras a través de sistemas de transmisión construidos previa concesión respectiva, hasta las empresas distribuidoras y clientes libres a los cuales suministran. Por medio de las líneas de transmisión se puede transportar la energía de cualquier generadora que lo solicite, pagando el peaje correspondiente.

3. Distribución

Las compañías distribuidoras compran electricidad a las generadoras mediante licitaciones públicas, con el fin de venderla a los consumidores ubicados en su área de concesión. Los precios regulados a clientes finales corresponden a la suma del precio de la energía más el valor agregado de distribución (VAD).

Cientes

En el mercado relevante para las generadoras existen tres clases de clientes:

Cientes regulados

Conformado por las compañías distribuidoras. Para los clientes regulados el precio (“precio de nudo de largo plazo”) es establecido a través de licitaciones en las que participan las generadoras, de la que resultan contratos cuya duración no puede exceder los quince años. Los clientes libres cuya potencia conectada esté entre 0,5 MW y 2 MW (generalmente industrias) pueden elegir entre un régimen de cliente regulado (y comprar su energía a distribuidoras) o de cliente libre y negociar directamente con generadoras. Las distribuidoras (que abastecen a clientes regulados, hogares y empresas) representaron aproximadamente el 40,1% de las ventas de **Colbún** en 2010.

Entre 2010 y 2011 comenzarán a regir para **Colbún** varios contratos de suministro eléctrico con las distribuidoras Chilectra, CGE Distribución y SAESA, los que fueron adjudicados a la compañía luego de procesos de licitación. Cabe recordar que la ley establece que las distribuidoras deben usar este método para procurarse la energía necesaria para abastecer a sus clientes. Tales compromisos significarán que **Colbún** venda al año y en régimen cerca de 6.200 GWh fijos y alrededor de 730 GWh variables. Además, contemplan la venta a precios conocidos e indexados mediante distintas modalidades, lo que implica un menor riesgo por variaciones de costos en relación a contratos firmados en el pasado y que significaron déficit en algunos períodos para la empresa. De esta manera, la indexación de precios de contratos de suministro eléctrico se ha ido transformando en una constante en los contratos de provisión energética de largo plazo.

Cientes libres

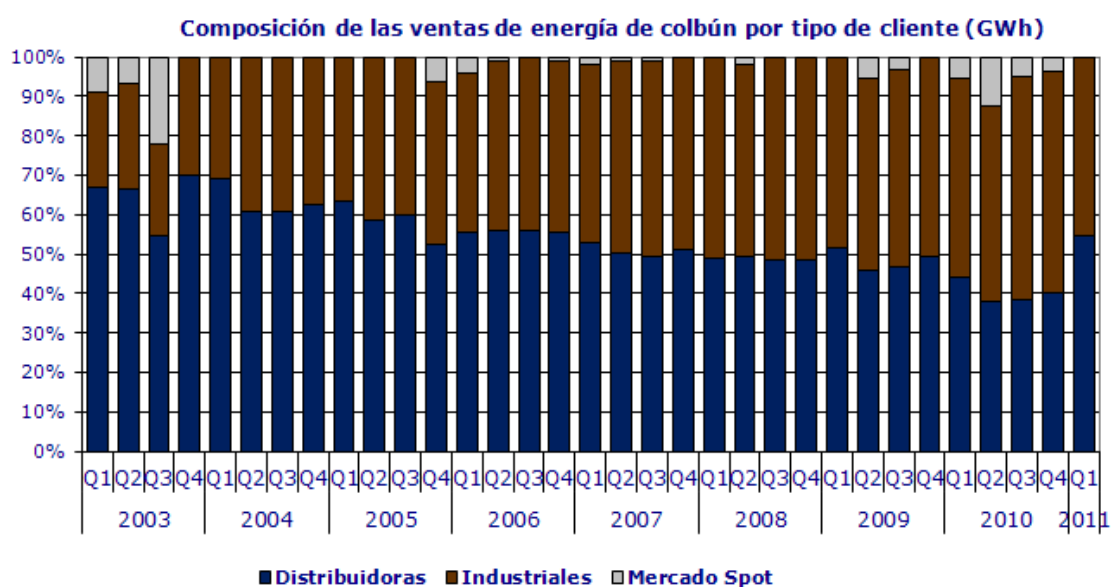
Los clientes libres son aquellos con consumos superiores a 2 MW y que convienen libremente sus precios mediante contratos con sus proveedores. Con el objetivo de ampliar el mercado de los clientes libres, la ley N° 19.940, publicada el 13 de marzo de 2004, facultó a los usuarios de potencia conectada superior a 0,5 MW e inferior a 2 MW a optar entre un régimen de tarifa regulada o uno de precios libres, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. En 2010 los clientes industriales de precio no regulado con contratos de largo plazo representaron en torno al 53,1% de las ventas del emisor. Como mencionáramos, **Colbún** acordó en 2009 contratos por 4.000 GWh anuales con Codelco, cliente libre, lo que le permitirá estabilizar aún más su nivel de ventas y por un período de tiempo extenso (los contratos vencen en 2030).

Cientes del mercado *spot*

El mercado *spot* es el vehículo de transferencia de energía entre las generadoras del sistema (Endesa, Colbún, AES Gener, etc.). Está destinado a suplir el déficit de producción, bajo el supuesto de que son las

empresas generadoras más eficientes, en términos de costo marginal, las que producen en el SIC o el SING en cada momento, para una determinada demanda. El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC) coordina la entrada de centrales de acuerdo a su costo marginal. El precio en este mercado corresponde al costo marginal del sistema, el cual, a su vez, es el costo variable de producción de la última central que entra a despachar a través del CDEC. La central que se encuentre entregando energía al *spot* depende mucho de la condición hidrológica del momento, puesto que en años secos la menor producción de las centrales hidroeléctricas es suplida por termoeléctricas, generalmente a *diesel*, con un costo mayor.

A continuación se presenta como ha sido la evolución del *mix* de negocio de la compañía en términos del tipo de cliente al cual se le vende. En ella se aprecia que los clientes libres han ido ganando participación en el conjunto, con una reversión al primer trimestre de 2011:



Activos operacionales

Colbún tiene entre sus principales activos 21 centrales de generación y cerca de 900 km. de líneas de transmisión y 21 subestaciones. La capacidad instalada total de las centrales es de 2.620 MW. Las centrales de la compañía se dividen en quince hidroeléctricas y seis termoeléctricas, asociadas al 48% y 52% de la capacidad instalada total de la empresa, respectivamente.

Las centrales de generación térmica suman una capacidad de 1.347 MW de potencia. Dentro de estas destaca el Complejo Termoeléctrico Nehuenco ubicado en la zona de Quillota (V región), con una capacidad total de 874 MW. Las plantas Nehuenco I y II tienen la capacidad de operar tanto con gas natural como con *diesel*. Debido a las restricciones de gas argentino, las políticas comerciales de **Colbún** buscan minimizar los costos de generación a través de la maximización de las compras de gas y operar con *diesel* sólo cuando sea necesario (dada la actual estructura de costos), lo que puede suceder en años de precipitaciones escasas. Debe destacarse que los ciclos combinados operando con *diesel* pierden capacidad de producción, lo que puede implicar hasta un 20% de su potencial.

Adicionalmente, la sociedad participa a través de Electrogas S.A en la propiedad de un gasoducto de 130 Km. entre el terminal de San Bernardo y Quillota, mediante el cual se abastece de gas natural tanto a las centrales del Complejo Termoeléctrico Nehuenco como a las centrales San Isidro de Endesa y a las distribuidoras de gas de la V Región. Cabe destacar que la compañía tiene contratos de transporte de gas natural de largo plazo con Electrogas. **Colbún S.A.** es dueña del 42,5% de las acciones de Inversiones Electrogas, la que a su vez es dueña del 99,95% de las acciones de Electrogas S.A.

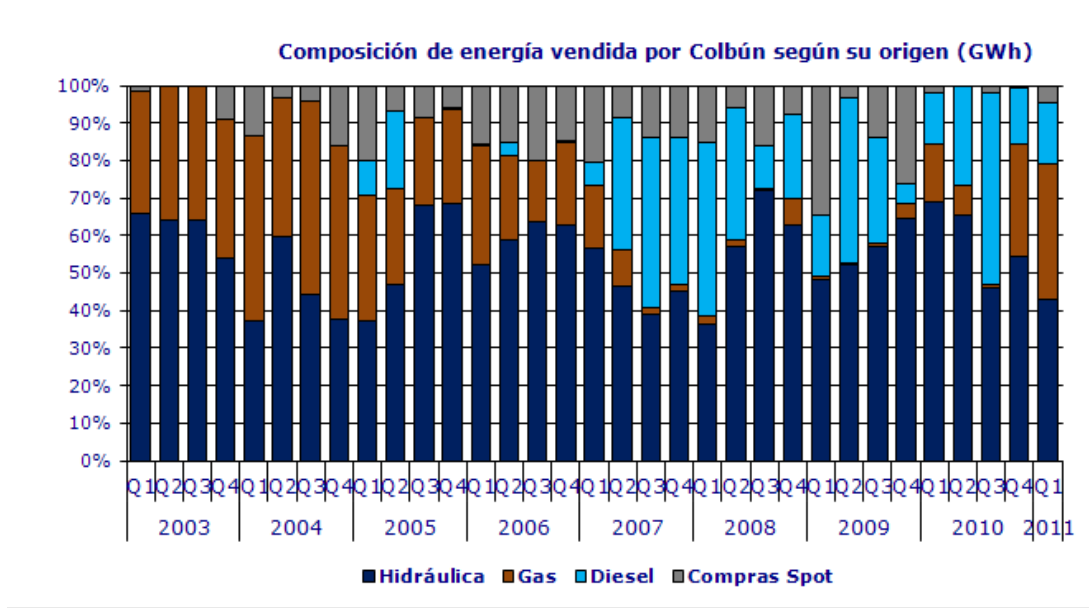
Centrales de generación de Colbún			
Nombre central	Capacidad instalada (MW)	Tipo	Región
Centrales hidroeléctricas			
Los Quilos	39	Pasada	Valparaíso
Chacabuquito	29	Pasada	Valparaíso
Hornitos	55	Pasada	Valparaíso
Juncal	29	Pasada	Valparaíso
Blanco	60	Pasada	Valparaíso
Juncalito	1	Pasada	Valparaíso
Carena	9	Pasada	Metropolitana
Colbún	474	Embalse	Maule
Machicura	95	Embalse	Maule
San Ignacio	37	Pasada	Maule
Chiburgo	19	Pasada	Maule
San Clemente	5	Pasada	Maule
Rucúe	178	Pasada	Biobío
Quilleco	71	Pasada	Biobío
Canutillar	172	Embalse	Los Lagos
Sub-total hídrico	1.273		
Centrales termoeléctricas			
Nehuenco I	368	Ciclo combinado	Valparaíso
Nehuenco II	398	Ciclo combinado	Valparaíso
Nehuenco III	108	Ciclo abierto	Valparaíso
Candelaria	270	Diesel	O'Higgins
Los Pinos	100	Diesel	Biobío
Antilhue	103	Diesel	Valdivia
Sub-total térmico	1.347		
Total Colbún	2.620		

Líneas de transmisión

Colbún S.A. cuenta con alrededor de 900 km. de líneas de transmisión, las que tienen por objeto inyectar la energía producida por sus centrales generadoras y, en algunos casos, abastecer a clientes. Del total anterior, 192 km de líneas de transmisión fueron incorporados a raíz de la fusión con Hidroeléctrica Cenelca S.A., las que se encuentran ubicadas en la V región, entre la localidad de Saladillo y la ciudad de La Calera.

Producción

En el siguiente cuadro comparativo se observa claramente cómo afectaron a la producción los cortes de gas natural por parte de Argentina, disminuyendo a partir de 2007 el total de generación con este combustible, y sustituyéndose de manera importante con producción mediante *diesel* y por compras en el mercado *spot*, con un consecuente mayor costo, especialmente en 2007 cuando el resultado operacional fue negativo. Producto de la nueva estrategia de contratación, desde 2010 el nivel de compras al mercado *spot* ha disminuido considerablemente, atenuando con ello la dependencia a las variaciones de precios de este mercado. Por otra parte, pese a que representan menos del 50% de la capacidad instalada de generación de la empresa, en un año normal las plantas hidroeléctricas representan hasta un 70% de la generación total de la empresa.



Plan de inversiones y proyectos

Colbún tiene una cartera de proyectos de generación de electricidad que se encuentran en construcción o por iniciar sus obras. En primer lugar figura el proyecto Santa María en la Región del Biobío, consistente en una unidad de generación a carbón con una capacidad de 342 MW, a entrar en funcionamiento a fines de 2011. Además existen dos proyectos hidroeléctricos, la central San Pedro, de 150 MW de capacidad, cuyas obras se iniciaron en 2009, y la central Angostura de 316 MW de capacidad, proyecto ya aprobado y que se encuentra en etapa de estudios geológicos del terreno.

Proyecto	Potencia (MW)	Generación anual estimada (GWh)	Ubicación	Tipo	Inversión (MM US\$)	Funcionamiento estimado
Santa María	342	2.500	Coronel, Biobío	Carbón	719	4Q 2011
Angostura	316	1.500	Santa Bárbara, Biobío	Embalse	658	2013
San Pedro	150	1.000	Los Lagos, Valdivia	Embalse	447	2014

Los proyectos anteriormente mencionados representan un plan de inversiones en torno a los US\$ 1.824 millones. Adicionalmente, dicho plan contempla la construcción de 115 km. de líneas de transmisión desde las centrales San Pedro y Santa María.

En 2010 Colbún inició la tramitación ambiental de cuatro proyectos de generación hidroeléctrica en la Región del Maule: la central La Mina y las mini-centrales Duao, ODT y Pando. También debe considerarse que **Colbún** cuenta con la aprobación ambiental para construir una segunda unidad del proyecto Santa María, de similar capacidad de generación a la primera unidad pronta a entrar en funcionamiento.

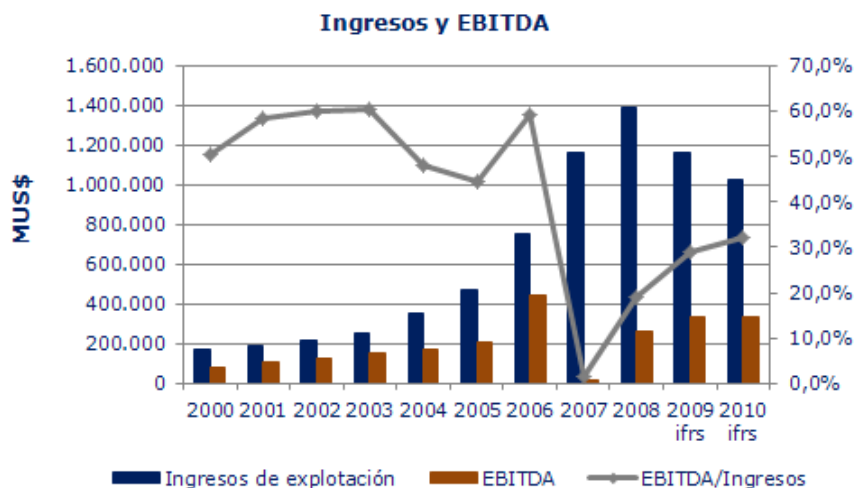
También debe considerarse la participación que tiene junto a Endesa en una serie de centrales hidráulicas en la región de Aysén (“HidroAysén”). Se espera que estos proyectos en conjunto totalicen una capacidad de 2.750 MW, que una vez en operación será comercializada en forma independiente por ambas compañías, con una participación de 49% por parte de **Colbún**. La ejecución de las centrales y su puesta en marcha dependerá, en definitiva, de la obtención de permisos por parte del proyecto (incluyendo, además, las inversiones en transmisión proyecto en donde la empresa no participaría). En mayo de 2011 fue aprobado el proyecto en su parte generación, restando aún la autorización del proyecto de transmisión asociado al mismo.

Análisis Financieros

Para el análisis financiero debe tenerse en cuenta que la compañía comenzó a utilizar la norma contable IFRS en 2009, utilizando como moneda funcional el dólar de los Estados Unidos de América, siendo anteriormente el peso chileno. Por lo anterior, las cifras anteriores a 2009 fueron convertidas de acuerdo al dólar promedio de cada año.

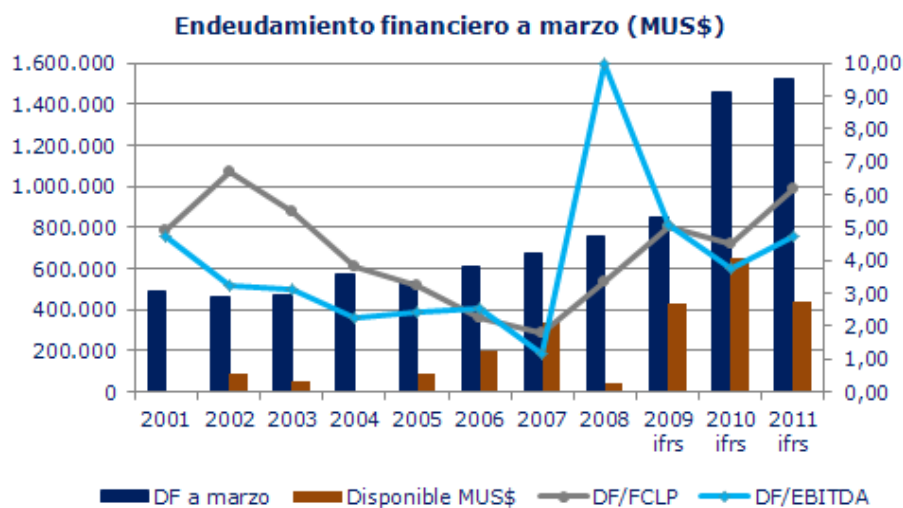
Evolución de los ingresos

Colbún presentó una evolución creciente de sus ingresos hasta 2008, asociada al aumento en la demanda (en línea con la expansión del PIB), junto con una mayor capacidad de generación de la empresa. A partir de dicha fecha, a consecuencia de una política de contratación más conservadora, el nivel de ventas ha presentado una caída. Por su parte, el EBITDA presentó un deterioro significativo en los años 2007 y primera parte del 2008, situación ligada fundamentalmente a malas condiciones hidrológicas, a las restricciones de gas natural (insumo de plantas de ciclo combinado) y al elevado precio del petróleo que se registró hasta mediados de 2008, lo anterior sumado a un nivel de compromisos mayor al de su capacidad de generación óptima, todo lo cual implicó una fuerte alza de los costos de generación y una mayor exposición al precio del mercado *spot* del SIC.



Endeudamiento

El endeudamiento relativo –medido como la relación entre su pasivo financiero (DF) y el EBITDA de la sociedad– disminuyó hasta 2006, por la mayor generación de caja de la compañía y una estabilización en la deuda financiera. Sin embargo, debido al resultado operacional negativo de 2007, este índice presentó un menor valor durante ese año, teniendo una recuperación en los años siguientes. Por otra parte, el endeudamiento financiero medido sobre la capacidad de generación de caja en el largo plazo (FCLP)¹ de la empresa ha tenido tendencias similares al de DF sobre EBITDA, aunque más suavizado, la que se obtiene en base a la rentabilidad de los activos operacionales de los últimos cinco años. En el gráfico se muestra el contraste entre el periodo de pago de la deuda financiera (DF/EBITDA) y el indicador utilizado por *Humphreys* (DF/FCLP)²:

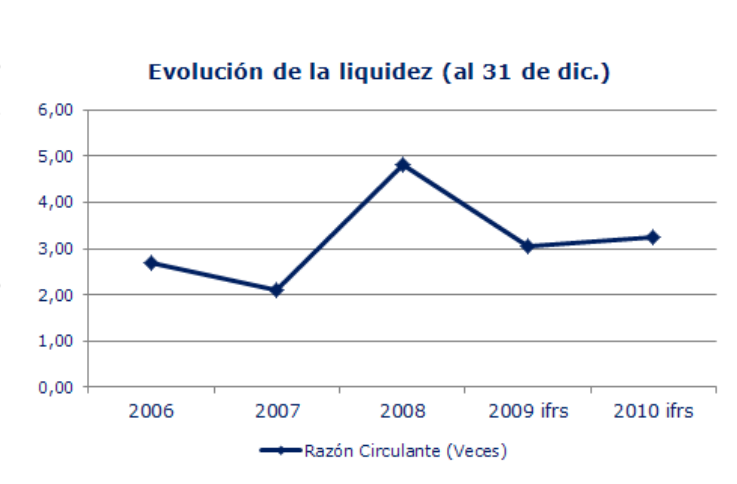


¹ Indicador que toma en cuenta la rentabilidad de activos de 5 años aplicada a los activos actuales de la empresa, descontando el pago de intereses.

² Los valores de *stocks* utilizados son a marzo de cada año, y los de flujo (EBITDA y FCLP) corresponden al del año anterior completo. En diciembre de 2007, la razón DF/EBITDA alcanzaba un valor de 44,6.

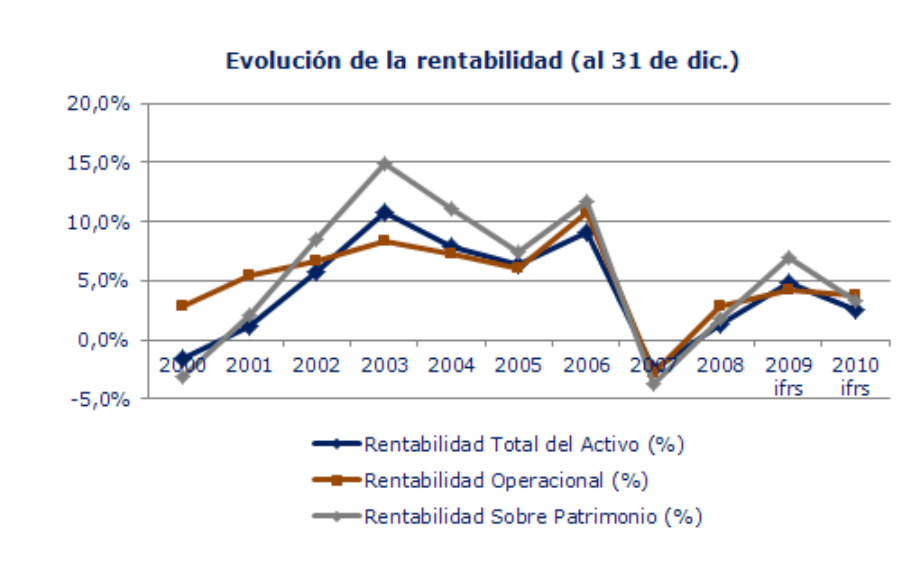
Liquidez

En general la empresa ha mantenido indicadores de liquidez adecuados, medidos como razón circulante, en particular por la estrategia de la compañía de mantener un mayor nivel de disponible como respuesta a la situación de stress financiero que se presentó durante el período 2007-2008.



Rentabilidad³

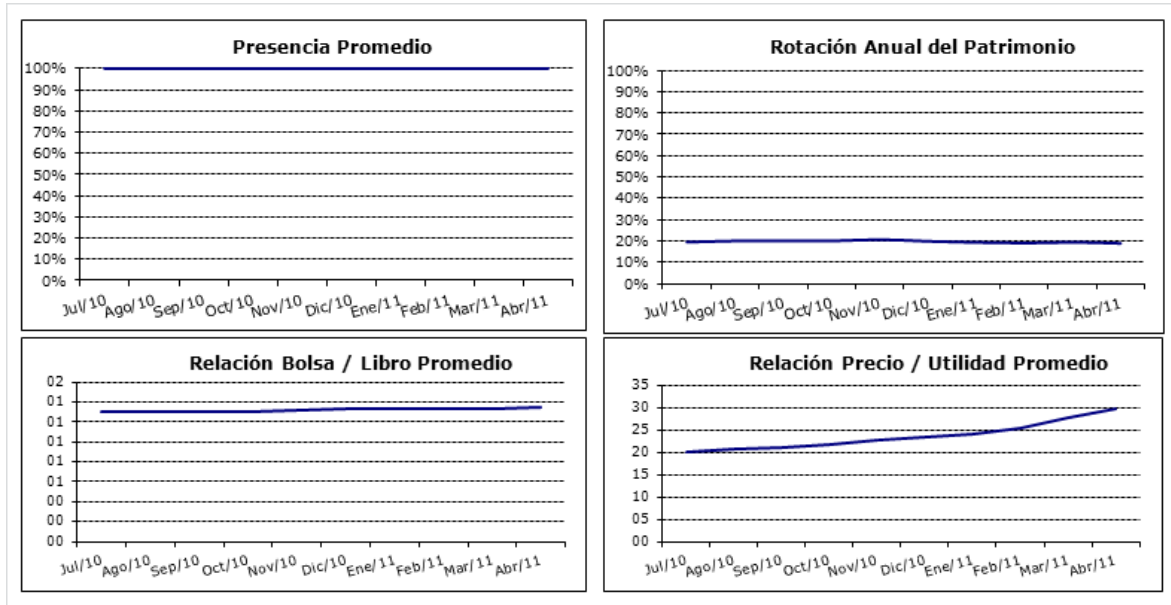
La rentabilidad de **Colbún** se vio perjudicada en 2007 por las situaciones explicadas dentro del informe. Sin embargo, mejoró posteriormente y, en opinión de **Humphreys**, la rentabilidad de la compañía debiera incrementarse a partir de 2011 cuando se extingan los contratos asociados a clientes libres que presentan condiciones de precios desfavorables para la compañía, comiencen a regir los nuevos compromisos firmados con distribuidoras y clientes libres, y entre en funcionamiento la central Santa María I. En general, la rentabilidad ha seguido las mismas tendencias que la experimentada por la relación EBITDA/Ingresos, es decir, por factores operacionales.



³ Rentabilidad sobre Patrimonio = Utilidad del Ejercicio / (Patrimonio Promedio);
 Rentabilidad Operacional Activos = Resultado Operacional / (Activos promedio netos de activos en ejecución);
 Rentabilidad Total del Activo = Utilidad / (Activos Promedio)

Desempeño Bursátil

A continuación se presenta el comportamiento de las acciones de la compañía en términos de presencia promedio y rotación anual del patrimonio. Además, se exhibe la evolución de las razones bolsa-libro y precio-utilidad. A efectos de la clasificación de la acción, se aprecia cómo su presencia bursátil se ha mantenido en 100%:



“La opinión de las entidades clasificadoras no constituye en ningún caso una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento. El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información que éste ha hecho pública o ha remitido a la Superintendencia de Valores y Seguros y en aquella que ha sido aportada voluntariamente por el emisor, no siendo responsabilidad de la firma evaluadora la verificación de la autenticidad de la misma”

Anexo 1: Características de los instrumentos inscritos

Bonos inscripción N° 234	
	Serie C
Monto inscrito/colocado/vigente	UF 2.500.000 / UF 2.500.000 / UF 1.780.573
Fecha de inscripción	13-10-2000
Tasa de interés	7%
Plazo	21 años
	Serie D
Monto inscrito/colocado/vigente	UF 4.500.000 / UF 3.500.000 / UF 0
Fecha de inscripción	13-10-2000
Tasa de interés	7%
Plazo	6 años

Línea de Bonos N° 537	
Monto máximo a colocar	UF 7.000.000
Fecha de inscripción	13-06-2008
Plazo	10 años
	Serie G
Monto inscrito/colocado/vigente	UF 7.000.000 / UF 2.000.000 / UF 2.000.000
Fecha de inscripción	24-07-2008
Tasa de interés	3,8%
Plazo	5,5 años
	Serie H
Monto inscrito/colocado/vigente	US\$ 282.900.000 / US\$ 80.800.000 / US\$ 80.800.000
Fecha de inscripción	24-07-2008
Tasa de interés	LIBOR180+2,1%
Plazo	10 años

Línea de Bonos N° 538	
Monto máximo a colocar	UF 3.000.000
Fecha de inscripción	13-06-2008
Plazo	30 años
	Serie I
Monto inscrito/colocado/vigente	UF 7.000.000 / UF 3.000.000 / UF 3.000.000
Fecha de inscripción	24-07-2008
Tasa de interés	4,5%
Plazo	21 años

Línea de Bonos N° 600	
Monto máximo a colocar	UF 7.000.000
Fecha de inscripción	14-08-2009
Plazo	10 años
Monto colocado	Sin colocar

Línea de Bonos N° 601	
Monto máximo a colocar	UF 7.000.000
Fecha de inscripción	14-08-2009
Plazo	30 años
Monto colocado	Sin colocar

Línea N° 030 de Efectos de Comercio	
Monto máximo a colocar	UF 2.500.000
Fecha de inscripción	10-07-2008
Plazo	10 años
Monto colocado	Sin colocar

Anexo 2: Resguardos financieros

Bonos serie C

- Endeudamiento consolidado sobre patrimonio no superior a 1,2 veces. Al 31 de marzo de 2011 este ratio llegaba a 0,65 veces.
- Cobertura de gastos financieros de al menos 2,0 veces. Durante el año móvil abril 2010-marzo 2011, este indicador fue de 9,4 veces.
- Requerimiento de Patrimonio Contable Mínimo de al menos US\$ 1.032 MM. Al 31 de marzo de 2011 llegaba a US\$ 3.500.780 miles.
- (Activos fijos + inversiones financieras)/deuda bancaria no inferior a 1,5 veces. Al 31 de marzo de 2011 este ratio llegaba a 3,27 veces.

Efectos de Comercio

- Pasivo Exigible a Patrimonio no superior a 1,2 veces el Patrimonio. Al 31 de marzo de 2011 este ratio llegaba a 0,65 veces.
- Patrimonio no inferior a UF 40 MM. Al 31 de marzo de 2011 el patrimonio era de UF 77.785.882.