



Humphreys

CLASIFICADORA DE RIESGO

Informe Anual

Analista

Carlos Ebersperger H.

Tel. 56 – 2 – 433 52 19

carlos.ebersperger @humphreys.cl

Colbún S.A.

Junio 2010

Isidora Goyenechea 3621 – Piso16º

Las Condes, Santiago – Chile

Fono 433 52 00 – Fax 433 52 01

ratings@humphreys.cl

www.humphreys.cl

Categoría de Riesgo y Contacto

Tipo de Instrumento	Categoría
Bonos Efectos de Comercio Tendencia	AA- Nivel 1 / AA- Estable
Acciones Tendencia	Primera Clase Nivel 1 Estable
EEFF base	31 de marzo de 2010

Estado de Resultados Consolidado *

M US\$, NCCh	Dic-2006	Dic-2007
Ingreso Operacional	877.324	1.326.320
Costo Explotación	-464.906	-1.421.499
Gasto Admin. y Venta	-17.219	-20.304
Resultado Operacional	395.198	-115.483
Resultado No Operacional	-34.120	18.772
Gastos Financieros	-36.397	-39.596
EBITDA	519.487	21.589

Balance General Consolidado *

M US\$, NCCh	Dic-2006	Dic-2007
Activo Circulante	599.773	740.394
Activo Fijo	3.076.489	3.369.669
Otros Activos	122.550	166.347
Total Activos	3.798.812	4.276.410
Pasivo Circulante	221.819	349.504
Pasivo Largo Plazo	816.651	1.124.284
Interés Minoritario	13.535	14.055
Patrimonio	2.746.807	2.788.566
Total Pasivos	3.798.812	4.276.410
Deuda Financiera	606.532	961.994

* No se consideran reclasificaciones de cuentas. Cuentas convertidas a US\$ con el TC de cierre

Participación de Mercado por Prima Directa			
M US\$ de cada período	Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	Ene-Mar-2010
Total Ingresos Ordinarios	1.345.670	1.159.282	217.560
Total Costo de Venta	-1.073.246	-774.420	-112.092
Gastos de Administración	-153.470	-170.094	-44.553
Resultado Operacional	118.954	214.768	60.915
Ganancia atribuible a los accionistas	67.081	239.123	25.436
Gastos Financieros	-60.418	-51.777	-19.391
EBITDA	235.951	336.613	91.773
Balance General Consolidado IFRS			
M US\$ de cada período	Dic-2008	Dic-2009	Mar-2010
Total de Activos	5.077.217	5.440.114	5.647.785
Total de Pasivo	1.650.268	1.676.721	2.177.865
Patrimonio Neto Total	3.211.840	3.444.849	3.469.920
Total de Patrimonio Neto y Pasivos	5.077.217	5.316.620	5.440.114
Deuda Financiera	1.074.262	1.212.525	1.454.722

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 de producción asciende a 2.615 MW, operando tanto con plantas hidroeléctricas como térmicas.

A la fecha de clasificación la empresa generó ingresos anuales del orden de los US\$ 1.159 millones (datos de 2009), con un EBITDA de US\$ 337 millones y una deuda financiera que asciende a US\$ 1.257 millones. En 2007 el EBITDA disminuyó hasta US\$ 22 millones; sin embargo, en opinión de la clasificadora, a la fecha los hechos que motivaron tan pronunciado descenso ya no se encuentran presentes.

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 24%, y de 22,9% en energía generada en 2009, 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 en hidroeléctricas y termoeléctricas con capacidades similares, y por los proyectos en ejecución que le aseguran mantener a futuro un lugar importante en este sector productivo.

Humphreys considera en la clasificación de la compañía, asimismo, 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 venido reestructurando su deuda financiera de manera de disminuir el monto de los vencimientos del período 2010-2014 (lapso en el que se encontrarán en desarrollo varios proyectos de generación eléctrica), teniendo por tanto un buen perfil de pago en relación a su generación de caja actual.

Lo anterior es complementado con la existencia de un grupo controlador de alta solvencia (Matte), que ha demostrado 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 efectos de proyectar la producción de sus plantas hidráulicas.

Dentro de los factores que restringen la clasificación de riesgo está la exposición de la compañía a mayores costos de producción por la falta de abastecimiento de gas natural proveniente de Argentina, lo que se ha visto atenuado en el último año ante la disminución de los precios del petróleo y sus derivados, que impactan directamente el costo de generar energía con las plantas a *diesel*. Esto es relevante dado que el costo de producir energía a través de *diesel* es mayor que hacerlo con gas natural o con medios hidráulicos. Además, la compañía posee el riesgo de enfrentar años en que se presenten bajas precipitaciones, lo que merma su capacidad de generación hidráulica (que implica un menor costo de producción).

Adicionalmente, la compañía se enfrenta al riesgo inherente de pertenecer a una industria que enfrenta regulaciones en distintos aspectos, entre ellos exigencias medioambientales, en frecuente discusión. Además de lo anterior, dentro del mercado eléctrico chileno existe una alta competencia, con posibilidades de intensificarse a futuro, lo que conlleva riesgos asociados a la mayor presión sobre los márgenes.

La perspectiva de la clasificación de los bonos y efectos de comercio se califica como *"Estable"*, estando anteriormente *"En Observación"*, por cuanto se considera que **Colbún** ha sido capaz de suscribir contratos que disminuyen el riesgo de experimentar situaciones similares a la de 2007, cuando un año seco la obligó a comprar en el mercado *spot* a precios sobre sus costos. Para ello, ha desarrollado una política comercial más conservadora, lo que implica suscribir contratos basados en la capacidad de generación de sus plantas hidroeléctricas (considerando como escenario base un año moderadamente seco) y sus instalaciones térmicas más competitivas. Todos los actuales acuerdos de suministro, en curso o por entrar a regir, cuentan con cláusulas de indexación y plazos adecuados, de diez o más años, lo que permite a la empresa lograr una mayor estabilidad y predictibilidad de sus flujos.

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 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, por su parte, podría mejorar en la medida que se reduzca en forma importante el endeudamiento de la compañía en relación con su capacidad de flujo de caja.

Para la futura mantención de la clasificación se hace 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 conlleven 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 24% 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\$ 1.770 millones, que corresponden a proyectos por 813 MW y producción anual estimada de 4000 GWh) permite presumir que, al menos en el mediano plazo, mantendrá su importancia dentro del sistema.

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 2.615 MW, y tiene en construcción cuatro centrales en base a distintos combustibles que sumarán 813 MW más.

Calidad de la propiedad: La empresa es controlada por el grupo Matte, conglomerado de larga trayectoria y uno de los más sólidos del país financieramente hablando. Entre sus empresas destacan CMPC, Minera Valparaíso y el Banco Bice. 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 períodos de crecimiento económico la demanda se incrementa a tasas superiores a las observadas para el Producto Interno Bruto (PIB). Asimismo, el consumo *per cápita* en Chile se encuentra por debajo de países con PIB similares, 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.

Factores de Riesgo

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. Por ejemplo, la Ley 20.257 sobre Energías Renovables no Convencionales, de reciente entrada en vigencia, establece que en el corto plazo al menos un 5% de la energía vendida por contratos firmados desde 2007 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, incrementando así los costos. 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 sus repercusiones en el medio ambiente. Tal situación podría incrementar los riesgos de sobre plazo y sobre costos asociados a los nuevos proyectos. Actualmente se encuentra en discusión una normativa sobre el nivel máximo de emisiones de las generadoras termoeléctricas, lo que puede subir los costos de inversión y operación de las nuevas plantas y las ya existentes.

Nivel de competencia de la industria: El sector de generación eléctrica se ha caracterizado por presentar elevados niveles de competencia, los que podrían elevarse de concretarse el ingreso de nuevos operadores al mercado (SN Power, Pacific Hydro, MDU y British Gas, entre otras) y/o al desarrollarse nuevos proyectos de bajo costo variable por parte de las empresas ya existentes.

Inestabilidad del suministro de gas natural: Las restricciones de abastecimiento de gas argentino, sumado al alto costo de operar las plantas con *diesel*, han incrementado la dependencia de **Colbún** a la producción de sus centrales hidroeléctricas y las compras de energía en el mercado *spot* para cumplir con sus contratos. Este escenario es especialmente negativo en situaciones de baja disponibilidad hidrológica por el mayor costo derivado de generar con *diesel* para suplir la falta de producción en las plantas hidro. La carencia de gas natural llevó a que este combustible pierda importancia en la matriz de generación de la empresa, ya que en 2005 representaba un 27% de la energía producida y en 2009 llegó a sólo un 2%, con la consecuente pérdida de competitividad del emisor dado el menor costo de generar con este combustible.

Hechos Recientes

En 2009 la empresa generó ingresos de explotación por US\$ 1.159 millones, lo que representó una caída de 13,9% con respecto al año anterior a consecuencia de menores costos de generación al disminuir el costo del *diesel*, lo que repercutió en el precio *spot* usado para la facturación de la venta a distribuidoras sin contrato, de acuerdo al DFL n°4 de 2007¹. A marzo de 2010 la compañía presentó ingresos por US\$ 217,6 millones, una variación del -29,6% con respecto al mismo trimestre del periodo anterior, asociada a un menor nivel de ventas de energía a distribuidoras y clientes sin contratos. No obstante, como se muestra más adelante, los resultados de la empresa mejoraron de forma interanual en este trimestre.

A diciembre de 2009 el costo de explotación de la compañía ascendió a US\$ 1.073 millones, con una disminución real de 27,8% en relación a 2008, lo que representa el 66,8% de los ingresos del ejercicio. Este último dato implica una continua mejora en relación al 79,8% de 2008, y también respecto del 107,2% de 2007.

¹ Este Decreto obliga a las generadoras a vender energía a las distribuidoras que no poseen contratos de suministro, cobrándose el costo marginal del sistema. Estas ventas terminaron en 2009.

En tanto, en el primer trimestre de 2010 el costo de explotación fue de US\$ 112 millones, una fuerte caída de 54% respecto de igual lapso de 2009, cuando los costos alcanzaron los US\$ 245 millones. Esta diferencia se ve explicada tanto por el menor nivel de ventas como por una mayor generación hidroeléctrica y con gas natural, lo que se tradujo en una baja en la generación con *diesel*. Durante el primer trimestre de 2010, el margen de explotación llegó a 48,5%, mejorando respecto del 20,6% del primer cuarto de 2010.

A diciembre de 2009 los gastos de administración y ventas de la compañía alcanzaron a \$ 170 millones, un aumento de 10,8% respecto de 2008, subiendo de un 11,4% a un 14,7% de los ingresos. A marzo de 2010, los gastos por este concepto han aumentado un 12,8% pasando de US\$ 40 millones a US\$ 45 millones.

Producto de lo anterior, durante 2009 el resultado operacional ascendió a US\$ 215 millones, un aumento de 80,5%, en relación a los US\$ 119 millones obtenidos por la compañía durante 2008. A marzo de 2010, el resultado operacional de la compañía fue de US\$ 61 millones, un incremento de 150% en relación al primer trimestre de 2010. Estas mejoras tienen su origen en una mayor generación hidroeléctrica y con gas natural, y en menores compras de energía en el mercado *spot* producto de un menor nivel de ventas de energía.

Las diferencias de cambio explicaron las variaciones en el resultado fuera de explotación, el que pasó de una pérdida de US\$ 14,7 millones durante 2008 a una ganancia de US\$ 30,9 en 2009, por una reversión en la pérdida por este concepto, mientras que entre el primer trimestre de 2009 e igual período de 2010, la compañía anotó una pérdida no operacional de US\$ 46 millones, revirtiendo la ganancia de US\$ 21,1 al tener mayores cargos por diferencia de cambio.

La utilidad del ejercicio de 2009 presentó una mejora interanual de 256,5%, subiendo desde US\$ 67 millones hasta US\$ 239 millones, explicada por una disminución en los costos de producción resultantes de un menor nivel de compras de energía en el mercado *spot* para satisfacer sus contratos, y por desembolsos más reducidos en la compra de *diesel*, lo que se explica tanto por los menores precios de este combustible como en el menor volumen comprado, al producir un 19% de GWh menos con plantas que usan este insumo. En tanto, el primer trimestre de 2010 la utilidad disminuyó un 32,3% hasta US\$ 25,4 millones, mayormente por la pérdida no operacional. El EBITDA, sin embargo, aumentó un 71,6% hasta US\$ 91 millones, a consecuencia de la mejora en el resultado operacional.

A partir del 1 de enero de 2009, **Colbún** adoptó el estándar contable IFRS, eligiendo como moneda funcional el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica. La utilización de esta normativa tuvo como consecuencia, por ejemplo, que los contratos de la línea de efectos de comercio debieran ser modificados para adaptar los *covenants* a la nueva situación.

Durante 2009 la empresa inscribió dos líneas de bonos en la SVS: la N° 600 y la N° 601, a 10 y 30 años, respectivamente, y de un máximo de UF 7.000 cada una. A la fecha, no se han efectuado emisiones con cargo a ninguna de ellas.

En septiembre de 2009 la empresa anunció un acuerdo con Codelco que se tradujo en la firma de dos contratos de suministro de energía para cuatro divisiones de la minera, los que entrarán a regir el 1 de marzo de 2013 y el 1 de enero de 2015, con una duración de 14 y 30 años, respectivamente. Tales contratos comprometerán 510 MW de potencia instalada de **Colbún**, en régimen significarán la venta de cerca de 4.000 GWh al año, y presentan indexación en los precios de venta, implicando una fuente de estabilidad en los ingresos para la generadora.

El 14 de enero de 2010 **Colbún** efectuó una colocación privada de bonos en Estados Unidos, por un total de US\$ 500 millones a diez años bajo la modalidad *bullet*, lo que le permitió reestructurar parte de su deuda, prepagando parcialmente un crédito bancario sindicado contraído en Chile, y ayudando a financiar también sus planes de inversión.

A raíz del terremoto ocurrido el 27 de febrero pasado, la planta en construcción de Santa María I en Coronel experimentó algunos daños que implicarán un retraso en su puesta en marcha, el que en todo caso se cree será relativamente breve. El resto de las instalaciones de la empresa no sufrió daños mayores, estimándose los costos totales en cerca de US\$ 3 millones a la fecha.

Antecedentes Generales

Descripción del negocio

La creación de la Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A. 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 S.A. 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 Cnelca S.A. controlada por Minera Valparaíso S.A., de propiedad del Grupo Matte, incorporando los activos de generación hídrica y térmica pertenecientes a Cnelca S.A., y el conjunto de centrales de generación hidráulica de propiedad de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., de propiedad de Hidroeléctrica Cnelca S.A. Con esta operación el grupo Matte se convierte en el controlador de **Colbún**.

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 24% en términos de capacidad instalada.

Propiedad

La propiedad de **Colbún** al 31 de marzo de 2010 se distribuía de la siguiente manera:

Nombre De Accionistas	Nº De Acciones Pagadas	Participación
Minera Valparaíso S.A.	6.166.879.733	35,17%
Forestal Cominco S.A.	2.454.688.263	14,0%
Antarchile S.A.	1.680.445.653	9,58%
Larraín Vial S.A. Corredora De Bolsa	500.927.816	2,86%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	267.974.627	1,53%
Fondo de Pensiones Provida C	265.950.482	1,52%
Celfin Capital S.A. Corredores De Bolsa	245.870.491	1,4%
Banco de Chile Por Cuenta de Terceros	226.995.790	1,29%
Fondo de Pensiones Provida A	198.135.477	1,13%
Fondo de Pensiones Capital A	194.893.845	1,11%
Fondo de Pensiones Habitat C	191.754.534	1,09%
Cia. de Seg Vida Consorcio Nacional de Seguros S.A.	184.798.557	1,05%
Total	17.536.167.720	100,0%

Colbún es controlada por el grupo Matte, que posee directa e indirectamente el 49,2% de la sociedad, eligiendo la mayoría de los directores. En mayo de 2006 el grupo Angelini ingresó a la propiedad a través de de Antarchile S.A., adquiriendo el 9,6% de las acciones en circulación.

El directorio de la empresa está formado por nueve miembros:

Cargo	Nombre
Presidente	Bernardo Matte Larraín
Vicepresidente	Emilio Pellegrini Ripamonti
Director	Demetrio Zañartu Bacarreza
Director	Eduardo Navarro Beltrán
Director	Fernando Franke García
Director	Luis Gazitúa Achondo
Director	Juan Hurtado Vicuña
Director	Arturo Mackena Íñiguez
Director	Sergio Undurraga Saavedra

Las gerencias y divisiones están encabezadas por los siguientes gerentes:

Cargo	Nombre
Gerencia General	Bernardo Larraín Matte
Gerencia Legal	Rodrigo Pérez Stiepovic
Asuntos Corporativos	Carlos Abogabir Ovalle
Organización y Recursos Humanos	Patricia Gamboa Castelblanco
División Negocios y Gestión de Energía	Juan Eduardo Vásquez Moya
División Generación	Enrique Donoso Moscoso
División de Ingeniería y Proyectos	Eduardo Morel Montes
División Finanzas y Administración	Cristián Morales Jaureguiberry

Antecedentes de la industria

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

1. Generación

Se organiza en torno a cuatro grandes redes:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Abarca la Primera y la Segunda región. Consta de seis empresas. La generación es en casi 100% termoeléctrica, con una capacidad instalada alcanzaba a 3.572 MW en 2009.
- Sistema Interconectado Central (SIC): Desde Taltal hasta la Décima Región, con una capacidad instalada de 11.147 MW. Operan alrededor de 20 empresas. La generación es 59% hidroeléctrica y 41% termoeléctrica. En este sistema opera **Colbún S.A.** La
- Sistema de Aysén: Una sola empresa (EDELAYSEN S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. El sistema cuenta con 51,5 MW de potencia instalada y la generación es 25% termoeléctrica, 70% hidroeléctrica y 5% eólica.
- Sistema de Magallanes: Una sola empresa (EDEL MAG S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. La generación es 100% termoeléctrica, y cuenta con 99,2 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).

Clientes

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

Clientes 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. Anteriormente, el precio era fijado por la Comisión Nacional de Energía (precios de nudo). Los clientes libres cuya potencia conectada esté entre 0,5 MW y 2 MW (generalmente industrias) pueden elegir entre ser clientes regulados (y comprar su energía a distribuidoras) o ser clientes libres y negocian directamente con generadoras o distribuidores. Las distribuidoras (clientes regulados) representan aproximadamente el 41,1% de las ventas de **Colbún** en 2009 y un 44,6% en el primer trimestre de 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.

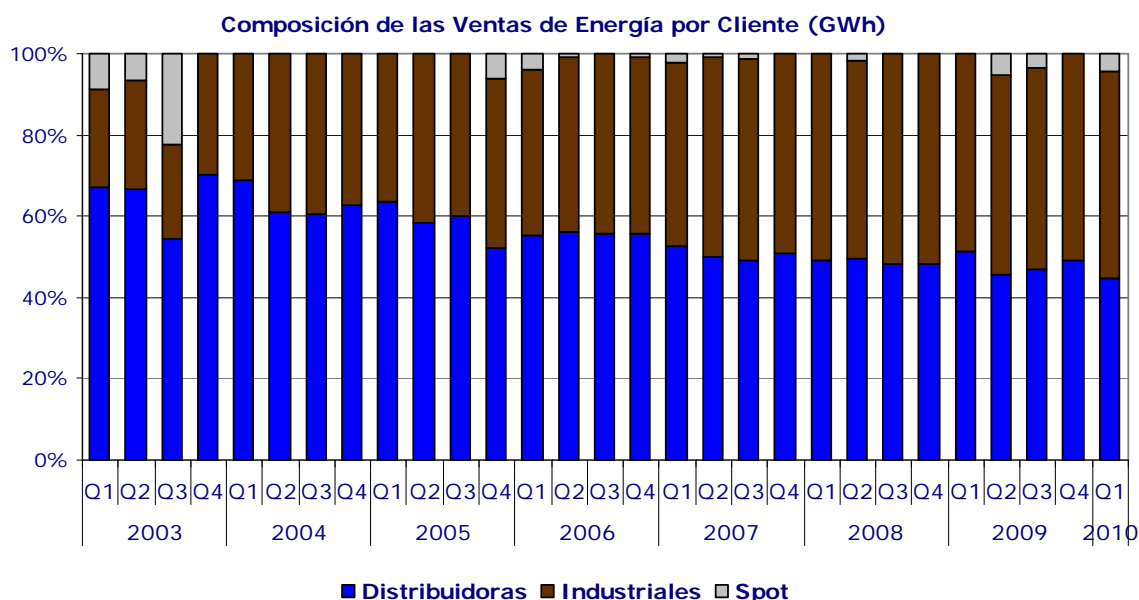
Clientes libres

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 por un régimen de tarifa regulada o por precios libres, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. A marzo de 2010 los clientes industriales de precio no regulado con contratos de largo plazo representan en torno del 51% de las ventas del emisor (42,1% en 2009). Como mencionáramos, **Colbún** acordó en 2009 contratos por 4.000 GWh anuales con Codelco, cliente libre, lo que le permite estabilizar aun más su nivel de ventas.

Clientes 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. Cuando hay excedentes de energía las generadoras pueden venderlos a través del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC), que coordina la entrada de centrales de acuerdo a su costo marginal, empezando por la más barata hasta la más cara. 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:



Activos operacionales

Colbún tiene entre sus principales activos 21 centrales de generación y 824 km. de líneas de transmisión. La capacidad instalada total de las centrales es de 2.615 MW. Las centrales de la compañía se dividen en trece hidroeléctricas y ocho termoeléctricas, asociadas al 48,5% y 51,5% de la capacidad instalada total de la empresa, respectivamente.

Centrales de generación hidroeléctrica				
Nombre	Tipo	Potencia Máx. (MW)	% sobre Hidro-eléctrica	% sobre Total
Colbún	Embalse	474	37,4%	18,1%
Canutillar	Embalse	172	13,6%	6,6%
Machicura	Embalse	95	7,5%	3,6%
Rucúe	Pasada	178	14,0%	6,8%
Blanco	Pasada	60	4,7%	2,3%
Juncal	Pasada	30	2,4%	1,1%
Hornitos	Pasada	55	4,3%	2,1%
Chacabuquito	Pasada	29	2,3%	1,1%
Los Quilos	Pasada	39	3,1%	1,5%
Quilleco	Pasada	71	5,6%	2,7%
San Ignacio	Pasada	37	2,9%	1,4%
Chiburgo	Pasada	19	1,5%	0,7%
Carena	Pasada	9	0,7%	0,3%
Total		1.268	100,0%	48,5%

Centrales de generación termoeléctrica				
Nombre	Combustible	Potencia Máx. (MW)	% sobre Termoeléctricas	% sobre Total
Nehuenco I	Gas Natural / Diesel	368	27,3%	14,1%
Nehuenco II	Gas Natural / Diesel	398	29,5%	15,2%
Nehuenco III	Diesel	108	8,0%	4,1%
Candelaria I	Diesel	133	9,9%	5,1%
Candelaria II	Diesel	137	10,2%	5,2%
Antilhue I	Diesel	51	3,8%	2,0%
Antilhue II	Diesel	52	3,9%	2,0%
Los Pinos	Diesel	100	7,4%	3,8%
Total		1.347	100,0%	51,5%

Las centrales de generación térmica suman una capacidad de 1.247 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* 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 alcanzar hasta un 20% de de la energía generada.

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.

Líneas de transmisión

Colbún S.A. cuenta con 824 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

La producción de **Colbún** del año 2009, por trimestre, fue la siguiente (en GWh):

Trimestre	Hidroeléctrica	Térmica Gas	Térmica Diesel	Compras CDEC	TOTAL
Ene – Mar	1.448	28	481	1.038	2.995
Abr – Jun	1.596	15	1.340	106	3.057
Jul – Sep	1.676	24	827	400	2.927
Oct – Dic	1.857	111	154	752	2.874
TOTAL	6.577	178	2.802	2.296	11.853

La producción por trimestre de 2008 fue (en GWh):

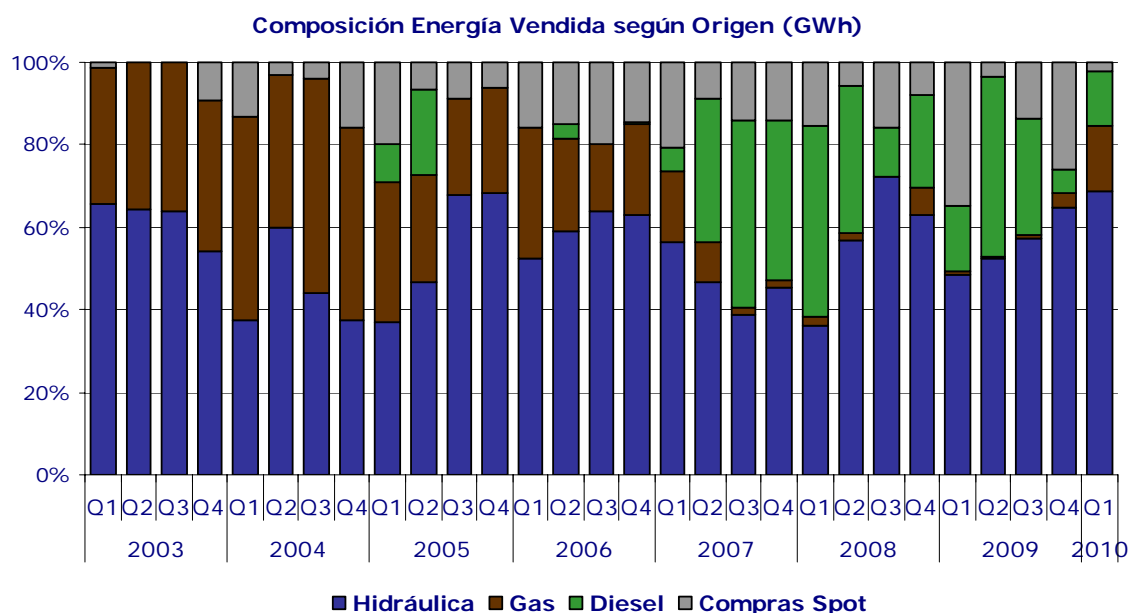
Trimestre	Hidroeléctrica	Térmica Gas	Térmica Diesel	Compras CDEC	TOTAL
Ene – Mar	1.091	64	1.392	457	3.004
Abr – Jun	1.654	47	1.034	168	2.903
Jul – Sep	2.163	2	349	480	2.994
Oct – Dic	1.914	209	686	235	3.044
TOTAL	6.822	322	3.461	1.340	11.945

La producción por trimestre de 2007 fue (en GWh):

Trimestre	Hidroeléctrica	Térmica Gas	Térmica Diesel	Compras CDEC	TOTAL
Ene – Mar	1.878	562	201	684	3.325
Abr – Jun	1.598	336	1.203	298	3.435
Jul – Sep	1.283	54	1.504	458	3.299
Oct – Dic	1.525	57	1.309	471	3.361
TOTAL	6.284	1.008	4.216	1.911	13.420

En el cuadro comparativo se observa claramente cómo afectó a la producción los cortes de gas natural por parte de Argentina, disminuyendo el total de generación con este combustible, y sustituyéndolo 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.

El siguiente gráfico muestra la evolución del origen de la energía vendida, según el combustible utilizado. Se aprecia cómo la generación con gas natural ha sido sustituida casi en su totalidad por el *diesel* y que, pese a representar un 48% de la capacidad instalada, las centrales hidráulicas aportan el 65% de la generación, lo que ayuda a mejorar el margen considerando su menor costo marginal:



Plan de inversiones

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 (Ex-Coronel) en la VIII Región, consistente en una unidad de generación a carbón con una capacidad de 342 MW. Además existen dos proyectos hidroeléctricos, la central San Pedro de 150 MW de capacidad, cuya construcción se inició en 2009, y la central Angostura de 316 MW de capacidad, proyecto ya aprobado y que se encuentra en etapa de licitación de contratos e inicio de obras. Finalmente, la compañía también se encuentra en proceso de diseño de un proyecto de ERNC, que corresponde a una central de pasada, con una capacidad de 5,4 MW, la cual se estima entre en operación durante el año 2010. El conjunto de proyectos en ejecución se detalla a continuación:

Proyecto	Potencia (MW)	Ubicación	Combustible	Inversión (MM US\$)
Santa María	342	Coronel, Biobío	carbón	702
Angostura	316	Sta. Bárbara, Biobío	hidroeléctrica	607
San Pedro	150	Los Lagos, Valdivia	hidroeléctrica	440
San Clemente	5	San Clemente, Maule	pasada	21

Los proyectos anteriormente mencionados representan un plan de inversiones en torno a los US\$ 1.770 millones. Adicionalmente, el plan de inversiones contempla US\$ 74 millones para la construcción de líneas de transmisión desde las centrales San Pedro y Santa María, lo que significará añadir 115 km. de transmisión.

Adicionalmente, hay que considerar la participación que tiene junto a Endesa en una serie de centrales hidráulicas en la región de Aysén. 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).

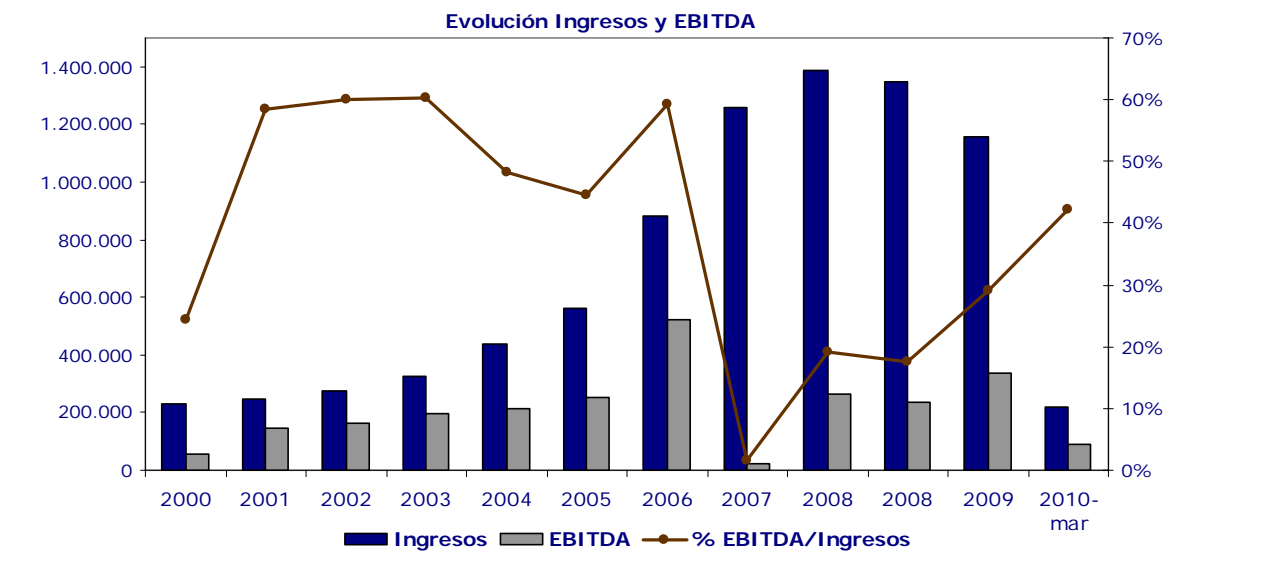
En 2006 la empresa suscribió su parte en el aumento de capital de la sociedad Centrales Hidráulicas de Aysén S.A., aumento de capital que tuvo por objeto dotar a esta sociedad de los recursos necesarios para financiar los estudios preliminares requeridos por el proyecto.

Análisis Financieros

Para el análisis financiero debe tenerse en cuenta que la compañía cambió las normas contables con las cuales presenta sus Estados Financieros, utilizando actualmente IFRS, y existiendo datos bajo dicho esquema sólo desde 2008, por lo que el análisis comparativo más relevante es el que se hace para el período 2008-2010, mostrándose los años anteriores a modo de referencia. Además, debe considerarse que la nueva moneda funcional de **Colbún** es el dólar de Estados Unidos, por lo que las cifras anteriores a 2008 fueron convertidas de acuerdo al dólar promedio de cada año.

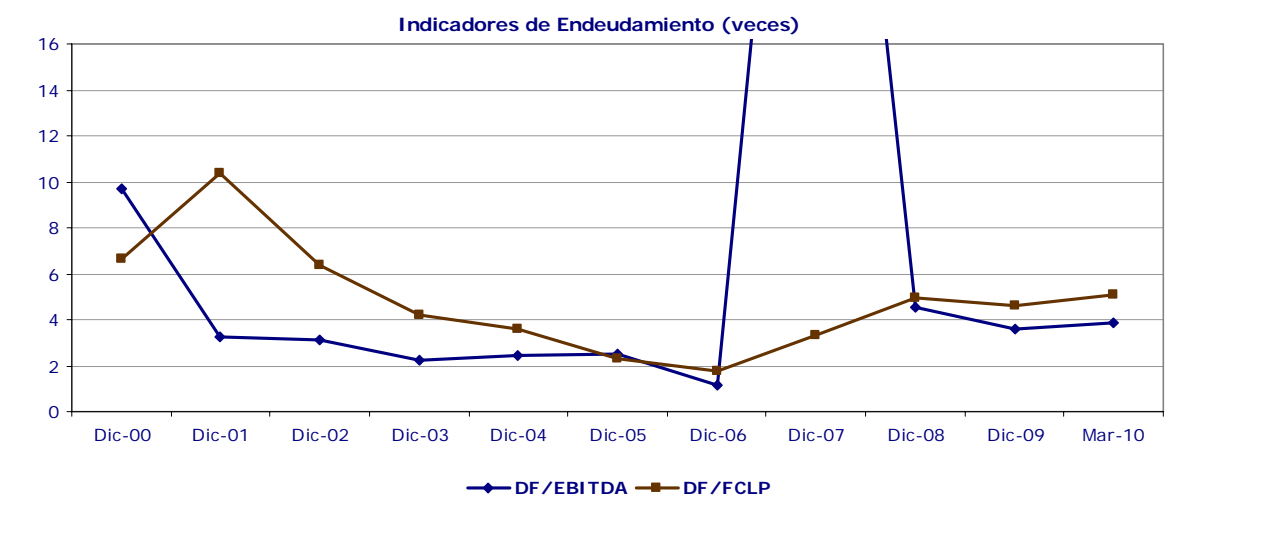
Evolución ingresos

La compañía ha presentado en general una evolución creciente de sus ingresos, asociado al aumento en la demanda (en línea con la expansión del país), junto con una mayor capacidad de generación. La excepción fue los últimos años, a consecuencia de una política de contratación –y por lo tanto de ventas- más conservadora (además del efecto precio en los niveles de ingreso). 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 termoeléctricas) y al elevado precio del petróleo que se registró hasta mediados de 2008, todo lo cual implicó una fuerte alza de los costos de generación. A marzo de 2010, la compañía se encuentra en un mejor escenario en términos de estructura de costos, dado el menor precio mundial del petróleo y la mayor generación hídrica, además del término de los excesos de venta comprometida que le significaba comprar en el mercado *spot*. Esta mejora, junto con una mejor alineación de los precios de ventas a los costos de la empresa, se tradujo en un incremento en el EBITDA de 2009 y del primer trimestre de 2010.



Endeudamiento

El endeudamiento relativo –medido como la relación entre su pasivo financiero y el EBITDA de la sociedad– había estado disminuyendo hasta el 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. Asimismo, la deuda financiera de la compañía aumentó 120% en pesos entre diciembre de 2006 y 2008. A marzo de 2010, en gran parte producto del plan de inversión, las obligaciones financieras corresponden a US\$ 1.455 millones, lo que representa un aumento interanual de 31,9%, explicado en buena parte por la colocación de los bonos en el exterior. Dada la perspectiva de largo plazo que poseen las clasificaciones otorgadas por **Humphreys**, la clasificadora evalúa el endeudamiento de la compañía en base a su capacidad de generación de caja en el largo plazo (FCLP), 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:



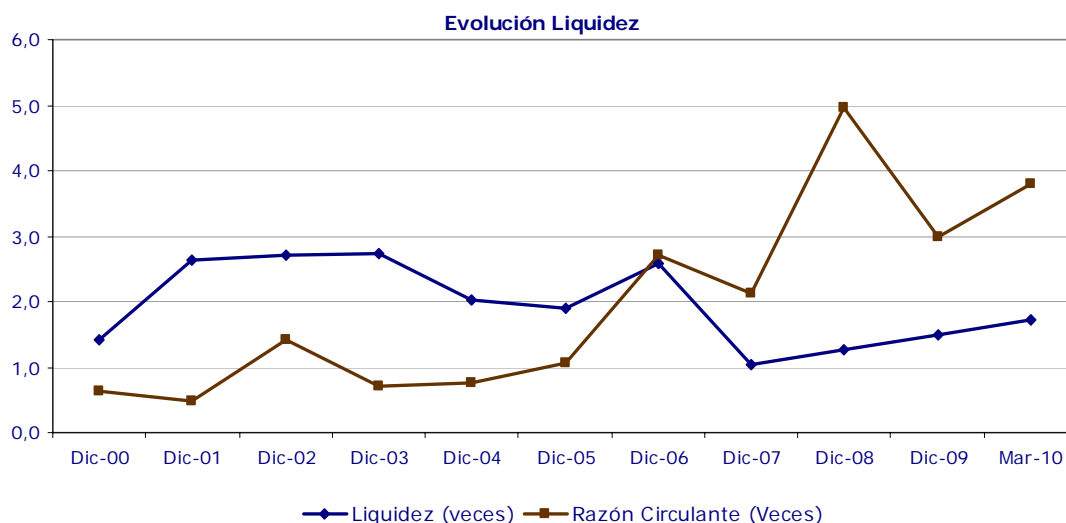
Liquidez

En general la empresa ha mantenido buenos indicadores de liquidez. Según los últimos balances disponibles, todas las razones de liquidez han presentado un desarrollo positivo, producto de la estrategia de la compañía de mantener mayor caja como respuesta a la situación de crisis económica financiera que se presentó durante el período 2007-2008, lo que se ha traducido en que desde 2007 los indicadores de liquidez han mejorado progresivamente. En el gráfico siguiente se muestra la evolución de tales indicadores³ para los últimos años:

² En diciembre de 2007, la razón DF/EBITDA alcanza un valor de 44,6.

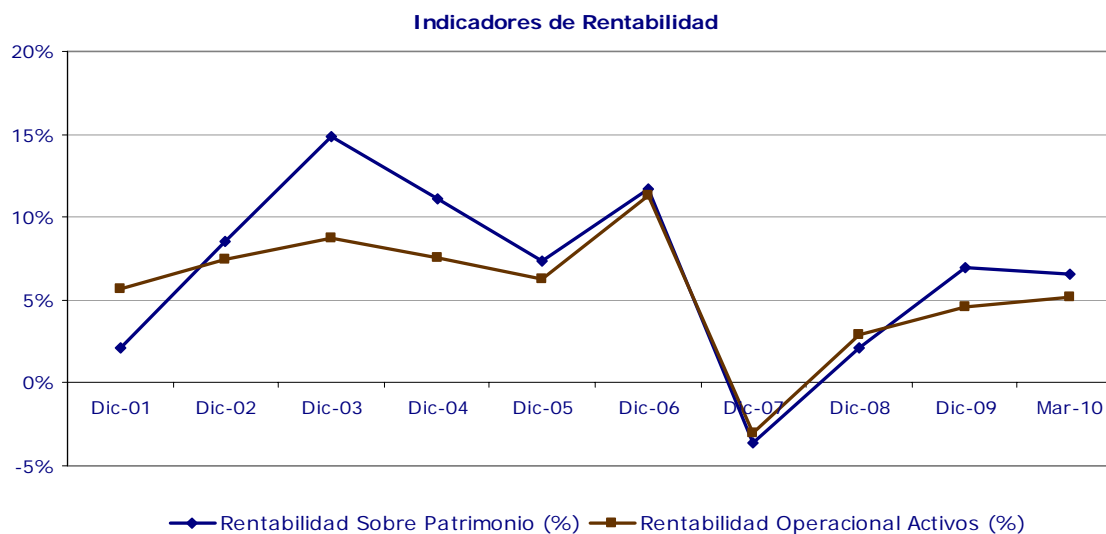
³ Liquidez = Ingreso por Ventas / (Costo De Ventas – Depreciación).

Razón Circulante = Activos Circulantes / Pasivos Circulantes.



Rentabilidad⁴

En términos de rentabilidad del negocio, **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 mejorar a partir de 2010 cuando se extingan los contratos asociados a clientes libres que presentan condiciones de precios desfavorables para la compañía y comiencen a regir los nuevos compromisos firmados con distribuidoras y clientes libres, además de aumentar su capacidad de generación con plantas de combustibles competitivos actualmente en construcción.

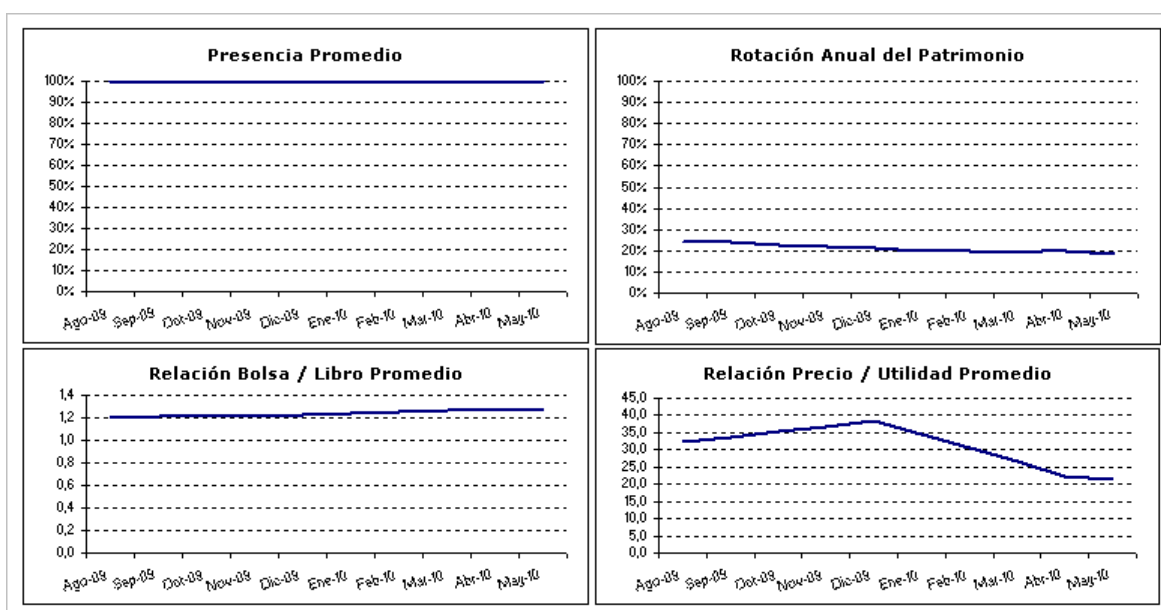


⁴ Rentabilidad sobre Patrimonio = Utilidad del Ejercicio / Patrimonio.
Rentabilidad Operacional Activos = Resultado Operacional / (Activos promedio netos de activos en ejecución).
Para el cálculo de los valores de marzo 2010 se usaron los resultados del año móvil junio 2009-marzo 2010.

Análisis Financieros

Desempeño bursátil

A continuación se presentan el comportamiento de las acciones de la compañía en términos de presencia promedio y rotación anual del patrimonio. Además, se presenta 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: Instrumentos

Número y Fecha de Inscripción de Emisiones de Deuda	
Bono Serie C	Nº 234 de 13.10.2000
Línea de bonos a 30 años	Nº 499 de 10.04.2007
Serie F	Primera Emisión
Línea de bonos a 10 años	Nº 500 de 10.04.2007
Serie E	Primera Emisión
Línea de bonos a 10 años	Nº 537 de 13.06.2008
Serie G	Primera Emisión
Serie H	Primera Emisión
Línea de bonos a 30 años	Nº 538 de 13.06.2008
Serie I	Primera Emisión
Línea de Efectos de Comercio	Nº 30 de 10.07.2008
Línea de bonos a 10 años	Nº 600 de 14.08.2009
Línea de bonos a 30 años	Nº 601 de 14.08.2009