



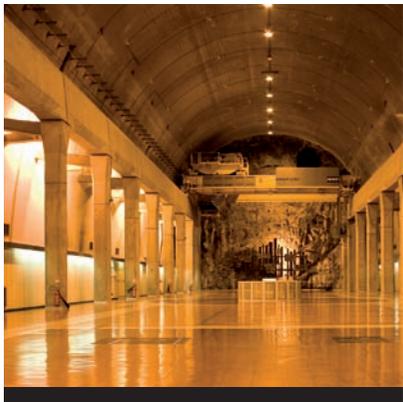




# **MEMORIA ANUAL 2009**

**Estados Financieros**

# Contenido



# 4

## COLBÚN 2009

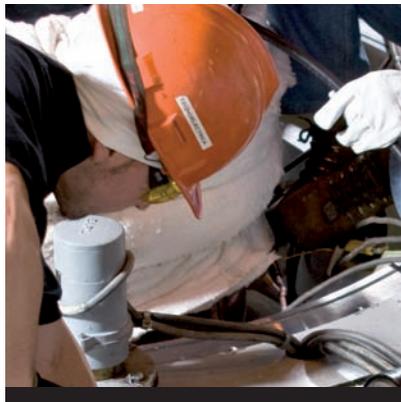
### 2009 en una mirada

Mensaje del Presidente

Resumen financiero del ejercicio 2009

Directorio y Administración

Reseña histórica de la Compañía



# 18

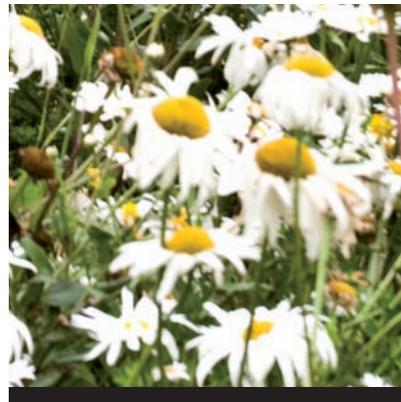
## DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DEL NEGOCIO

### Colbún y el sistema están volviendo al equilibrio

Regulación

El sector eléctrico chileno

Desarrollo del negocio durante el año 2009



# 44

## PERSONAS, COMUNIDAD Y MEDIOAMBIENTE

### Colbún aporta energía sustentable para el desarrollo de Chile

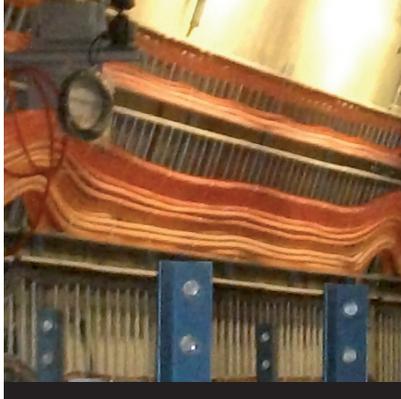
Gestión de personas

Relaciones con la comunidad

Medioambiente

Prevención de riesgos laborales





# 66

## PROYECTOS DE INVERSIÓN

**Colbún invierte para diversificar riesgos e incrementar su competitividad**

Proyectos en ejecución

Proyectos en desarrollo

Proyectos en desarrollo junto a otras empresas



# 80

## INFORMACIÓN DE CARÁCTER GENERAL

**Documentos e información corporativa**

Identificación de la Sociedad

Documentos constitutivos

Estructura de propiedad

Empresas filiales

Empresas coligadas

Propiedad y control

Transacciones de acciones

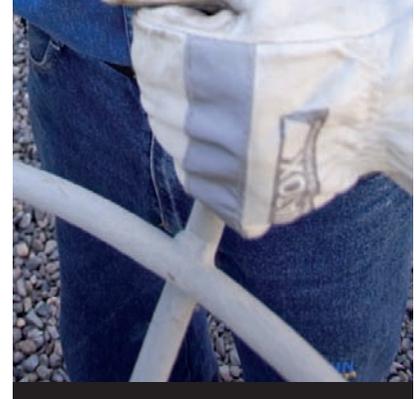
Remuneraciones del Directorio

Información de carácter financiero

Factores de riesgo

Resumen de hechos relevantes comunicados a la SVS

Declaración de responsabilidad



# 110

## ESTADOS FINANCIEROS 2009

**Estados Financieros de Colbún S.A. y Filiales**

Informe de Auditores Independientes

Estados Financieros Consolidados

Notas a los Estados Financieros Consolidados

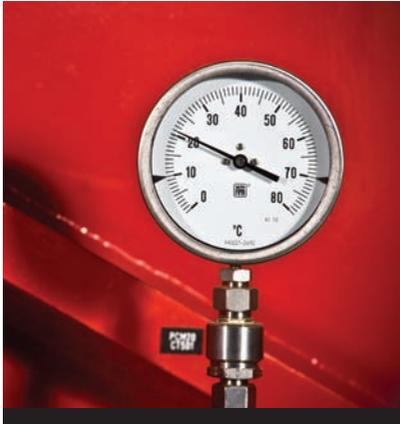
Informe de Inspectores de Cuentas

Análisis Razonado

Estados Financieros

Resumidos de las Filiales

# 2009 en una mirada



## DESDE 2009: NORMAS IFRS

ENERO: A contar del año 2009, iniciamos la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera –NIIF o más conocidas como IFRS– y adoptamos como moneda funcional el dólar de los EE.UU. [“US\$”].



## 1.500 GWH ANUALES PARA CGE

ENERO: En el marco de las licitaciones de distribuidoras, nos adjudicamos 1.500 GWh anuales con CGE Distribución a partir del año 2010, más un bloque variable de 150 GWh. Ello se suma a lo logrado en años anteriores: en la primera licitación nos adjudicamos, a partir de 2010, 2.200 GWh anuales con SAESA y CGE Distribución, más un bloque variable de SAESA de 582 GWh anuales; en la segunda licitación, nos adjudicamos 2.500 GWh con Chilectra a partir de 2011.



## INNOVACIÓN EN MERCADOS DE DERIVADOS

FEBRERO: Logramos estructurar una cobertura en los mercados de derivados para proteger el flujo de caja cubriendo los riesgos ante alzas en el precio del petróleo diesel y condiciones hidrológicas desfavorables.



## CENTRAL LOS PINOS ENTRA EN OPERACIÓN

ABRIL: Inició su operación comercial la central térmica Los Pinos, ubicada en la Región del Bío Bío, conectada al SIC en la subestación Charrúa en 220 kV. Esta central térmica tiene una turbina aeroderivativa de 100 MW, opera con petróleo diesel y se caracteriza por un diseño eficiente que optimiza el consumo de combustible.

## SE INICIÓ CONSTRUCCIÓN DE CENTRAL SAN PEDRO

MAYO: Iniciamos la construcción de la central hidroeléctrica San Pedro de 150 MW, ubicada en la Región de Los Lagos. Al cierre del año 2009, se había terminado la construcción de los 8 kilómetros de los dos caminos de acceso a las obras. Se iniciaron los trabajos de construcción de las obras principales de la central específicamente los túneles de desvío que permitirán el posterior encausamiento de las aguas del río San Pedro.



## CH\$ 21.000 MILLONES EN EFECTOS DE COMERCIO

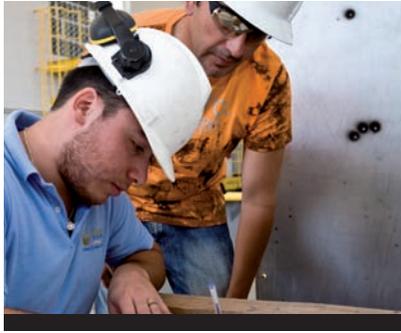
JUNIO: Introdujimos una nueva fuente de financiamiento de corto plazo al emitir dos series de efectos de comercio por un total de CH\$ 21.000 millones durante los meses de junio y julio. Ambas colocaciones fueron realizadas a 180 días plazo con tasas de interés del 1,50% y 1,03% anual respectivamente.



## PIONEROS EN CARBON DISCLOSURE PROJECT

JULIO: Colbún se transformó en la primera empresa chilena en reportar sus emisiones de gases de efecto invernadero a través del Carbon Disclosure Project, principal organización independiente a nivel internacional que promueve la medición de las emisiones de carbono de empresas privadas y entidades gubernamentales, agrupando a más de 3.700 instituciones en el mundo.





## SE INSTALA PRIMERA TORRE EÓLICA

JULIO: Instalamos la primera torre de medición de viento en terrenos de la Compañía, y se logró un acuerdo con terceros para la instalación de una segunda torre de medición, ambas ubicadas en la Región del Maule.



## APROBADO EIA DE CENTRAL ANGOSTURA

SEPTIEMBRE: Obtuvimos la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura, presentado a evaluación en septiembre de 2008. Este proyecto, que considera aprovechar los recursos hídricos de los ríos Bío Bío y Huequecura, tendrá una capacidad instalada de aproximadamente 316 MW y una generación media anual de 1.542 GWh. La central se ubicará a unos 63 km al sur oriente de la ciudad de Los Ángeles y a 18 km aguas arriba de las ciudades de Santa Bárbara y Quilaco, en la Provincia de Bío Bío, Región del Bío Bío.



## PUERTAS ABIERTAS EN SANTA MARÍA

SEPTIEMBRE: Durante el año 2009, el proyecto de la central termoeléctrica Santa María, ubicado en Coronel, abrió sus puertas periódicamente para visitas educativas, las que culminaron con un gran evento "Puertas Abiertas" en septiembre donde asistieron más de 1.200 personas.



## 510 MW PARA CODELCO

SEPTIEMBRE: Nos adjudicamos el suministro eléctrico a las divisiones de Codelco en el SIC por un máximo de 510 MW, a contar del año 2013. El acuerdo contempla dos contratos: el primero por una potencia máxima de 351 MW, por un periodo de 30 años y el segundo por una potencia máxima inicial en el año 2013 de 328 MW, la que se reduce a 159 MW, una vez que inicie la vigencia del primer contrato. Esta segunda parte del acuerdo se extenderá por un periodo de 15 años. La energía asociada al total de la potencia contratada será aproximadamente de 4.000 GWh anuales. Adicionalmente, el acuerdo considera una opción de Colbún para adquirir los activos que forman parte del proyecto Codelco denominado Central Termoeléctrica Energía Minera (CTEM) en la Región de Valparaíso.

## LICITACIÓN PARA ENERGÍA GEOTÉRMICA

SEPTIEMBRE: Presentamos ofertas para cinco concesiones de exploración geotérmica en el marco del proceso de licitación que llevó a cabo el Ministerio de Minería durante 2009.



## IMPORTANTE COMPROMISO MEDIOAMBIENTAL

NOVIEMBRE: Colbún adhirió a la iniciativa The Prince's Mayday Network, principal movimiento de empresas para tomar acción sobre el cambio climático, asumiendo el compromiso de reportar sus emisiones de gases de efecto invernadero y a movilizar a sus empleados para que reduzcan su huella de carbono tanto en sus hogares como en la empresa.



## IMPORTANTES HITOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE SANTA MARÍA

Todos los suministros importantes llegaron al sitio de la obra. Además, se terminó la construcción de la chimenea, sala de turbina, planta de manejo de carbón (descarga), obras civiles del sistema de refrigeración por agua de mar y subestación GIS. La entrada en operación de la central está programada para el 2011.

## PRIMER BONO INTERNACIONAL POR US\$ 500 MILLONES

DICIEMBRE: Preparamos la emisión del primer bono internacional, que se colocó en enero 2010 por US\$ 500 millones a una tasa de colocación de 6.139% anual y un plazo de 10 años. El bono tiene una estructura "bullet" (una amortización al vencimiento) con pagos de intereses semestrales.



# Nuevos contratos junto con nuevas centrales

Durante 2009, Colbún se adjudica contratos de suministro relevantes con estructura de precios consistentes con los costos de su matriz de generación, dada sus centrales actuales y en construcción.

## ESTIMADOS ACCIONISTAS

Me dirijo a ustedes para presentarles la Memoria y los Estados Financieros de Colbún correspondientes al ejercicio 2009, año que cierra con una favorable evolución de nuestros resultados.

El EBITDA (resultado de la operación más la depreciación) alcanzó US\$ 336,6 millones, mayor en US\$ 100,7 millones al del año anterior. La utilidad del ejercicio, o “ganancia atribuible a la controladora”, según la nueva glosa, ascendió a US\$ 234,4 millones, producto del favorable desempeño operacional y de los efectos positivos que generó la apreciación del tipo de cambio en diferencias de cambio e impuestos. Observarán que me refiero a los resultados en dólares norteamericanos, pues el año 2009 cambiamos nuestra moneda funcional en el contexto de la adopción de las nuevas normas contables internacionales más conocidas por sus siglas en inglés IFRS.

A continuación quisiera compartir con ustedes la evolución de algunos factores críticos relevantes para nuestro negocio y algunos aspectos importantes en los cuales hemos puesto especial énfasis en nuestra gestión durante el ejercicio.

La situación hidrológica tuvo resultados mixtos en las distintas cuencas donde están ubicadas nuestras centrales, con una generación hidroeléctrica total de la Compañía de 6.579 GWh en 2009, cantidad levemente por debajo de la lograda el año anterior e inferior a las estadísticas de un

“año normal”. Sin embargo, nuestros embalses están cerrando el año hidrológico con una cota similar a la del año 2008 en el caso del embalse Colbún y superior en el caso del Lago Chapo. El precio del petróleo diesel, por su parte, se mantuvo en un rango acotado, contenido por la recesión económica mundial que afectó gran parte del 2009, alcanzando un promedio anual de 63 US\$/bbl en comparación a los 100 US\$/bbl de el año anterior.

Sabiendo nuestra exposición a la evolución adversa de ambas variables (baja hidrología y precios de combustible altos), acentuada por nuestro nivel de contratación alto para el año 2009 en comparación a nuestra capacidad de generación competitiva, estructuramos por primera vez una cobertura para este ejercicio que nos indemnizara en caso que ambos factores nos afectaran adversa- y simultáneamente. Si bien, afortunadamente, no fue necesario recurrir a este seguro dada la condición hidrológica y el precio del petróleo que enfrentamos, cabe destacar que este tipo de cobertura marca un hito a nivel nacional e internacional en lo que se refiere a la innovación en los mercados de derivados.

Sin duda, la gestión comercial y la gestión de riesgo son claves para rentabilizar nuestra gran base de activos y minimizar el efecto de la volatilidad de la hidrología y los precios de los combustibles. Como he explicado en años anteriores, desde hace algún tiempo estamos en un proceso de adaptación de nuestros compromi-

tos comerciales a nuestra capacidad de generación de base o de costo variable competitivo, la cual quedó desajustada producto del shock externo causado por la desaparición del gas natural argentino como combustible para nuestra matriz de generación. A partir del 2010, con el término anticipado de ciertos contratos, los que fueron sólo parcialmente reemplazados por nuevos contratos, el volumen de nuestros compromisos comerciales estará más en línea con nuestra capacidad de generación hidroeléctrica, en escenarios hidrológicos medios a secos. Sin embargo un generador eléctrico debe tener una fuente de ingresos estable y de largo plazo y por lo tanto suscribir contratos de

El negocio de generación, con una fuerte base hidroeléctrica, debe prever un nivel de exposición a condiciones de sequía extrema, y en tales circunstancias, a elevados precios de los combustibles. Lo relevante es que gestionemos esos riesgos y que el impacto negativo en los resultados de la Compañía esté acotado. Tales el sentido del seguro híbrido descrito más arriba.

En el ámbito de los proyectos, seguimos activos desarrollando una cartera importante de nuevas centrales. La central a carbón Santa María (342 MW) muestra un avance de 79% a la fecha (enero 2010). Todos los equipos críticos han llegado al sitio de construcción y esperamos poner en marcha comercial la planta durante el pri-

educación, el deporte y el fomento productivo en las comunidades cercanas a nuestros proyectos.

La variable medioambiental es fundamental en nuestras operaciones y proyectos. Hemos dicho que queremos acercarnos cada vez más a una generación eléctrica con altos índices de "eficiencia". Nuestro know-how en materia ambiental se ha seguido demostrando durante el año 2009, con la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto de la central hidroeléctrica Angostura en septiembre 2009. Junto con San Pedro, corresponden a proyectos que consideraron la eficiencia ambiental en su diseño, entre otras cosas, al minimizar el impacto de su operación al caudal aguas abajo de la central y la variación de la cota del embalse.

Siguiendo uno de los lineamientos de nuestra misión "privilegiar las energías renovables", además de los grandes proyectos hidroeléctricos recién mencionados, hemos avanzado con la construcción de la central mini-hidro San Clemente de 5 MW que entrará en operación durante el año 2010 y que estamos desarrollando en el contexto de la ley que promueve el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERN). Asimismo, estamos investigando otras fuentes de energías renovables con la primera torre de medición eólica que instalamos en la Región del Maule y la participación en la licitación de cinco concesiones de exploración geotérmica que llevó a cabo el Ministerio de Minería durante 2009.

En línea con nuestro compromiso por el control del cambio climático, a partir del año 2009 estamos midiendo e informando nuestra huella de carbono a través del programa Carbon Disclosure Project, principal organización independiente a nivel internacional que promueve la medición de las emisiones carbono. Por otro lado, y en el mismo contexto, durante el año 2009 ingresamos el proyecto San Clemente al Mecanismo de Desarrollo Limpio (ya realizado con Chacabuco, Quilleco y Hornos), hecho que consolida nuestra posición de liderazgo en este ámbito.

En el ámbito financiero, para asegurar la disponibilidad de los recursos necesa-

## KNOW-HOW EN MATERIA AMBIENTAL SE HA SEGUIDO DEMOSTRANDO DURANTE 2009 CON LA APROBACIÓN DEL EIA DE LA CENTRAL HIDRÁULICA ANGOSTURA DE **316 MW**

largo plazo con clientes finales. Por eso, otro elemento central de nuestra política comercial es tener una buena cartera de contratos. A la fecha, nos hemos adjudicado 6.932 GWh de contratos con distribuidoras a través de licitaciones reguladas y firmamos con Codelco uno de los contratos más largos de suministro eléctrico en el país. Un acuerdo de esas características con el mayor productor de cobre del mundo, demuestra la confianza que existe en Colbún como suministrador de un insumo de vital importancia y su nivel de competitividad en el mercado.

Con nuestros clientes, tanto regulados como no regulados, hemos consolidado esquemas de precios indexados a los principales factores de costo como son el precio del carbón, del petróleo diesel y la inflación, lo que mitiga la exposición de los resultados de la Compañía a cambios en dichos factores de costo. Nuestra visión es que un generador eléctrico es, en definitiva, un transformador de energías primarias y debe traspasar una parte importante de los riesgos de cambio en los precios de los combustibles al cliente final.

mer semestre del próximo año. Esta central es importante en nuestro portafolio, pues será el complemento térmico eficiente a nuestros activos hidroeléctricos. El proyecto de la central hidroeléctrica San Pedro, de 150 MW, está en las fases iniciales, avanzando en la construcción de los túneles de desvío. El proyecto de la central hidroeléctrica Angostura, de 316 MW, ya inició los trabajos en caminos y obras preliminares.

Queremos que estos proyectos no sólo contribuyan a aportar una energía segura, limpia y competitiva a nuestro país, sino que sean también un elemento de desarrollo para las comunidades vecinas. En este sentido, durante el año 2009 se trabajó fuertemente con grupos de interés, organizaciones funcionales y autoridades locales, con el fin de comprender sus dinámicas sociales particulares y ser capaces de desarrollar proyectos que se orienten a las necesidades reales y generen impacto concreto en las comunidades. Privilegiamos el trabajo en los proyectos en construcción, a través de nuestro programa "Buen Vecino" que busca promover la



Piso principal de la caverna de máquinas, Central Colbún

rios para seguir desarrollando todos los proyectos antes mencionados y obtener un perfil de vencimientos de nuestros pasivos más acorde a nuestros flujos, en enero de 2010 colocamos nuestro primer bono en el mercado internacional, lo que marcó un hito relevante en la historia de Colbún. Este bono de US\$ 500 millones, que se colocó a la mejor tasa de interés entre las últimas emisiones de bonos de empresas chilenas, fue posible luego que dos importantes clasificadoras de riesgo internacional (Standard & Poor's y Fitch Ratings) evaluaran detalladamente a la Compañía y nos otorgaron un rating "grado de inversión", categoría a la que sólo acceden compañías que muestran una situación financiera y operacional sólida.

Todos estos logros mencionados anteriormente -el contrato con Codelco, el contrato con la Compañía General de Electri-

cidad (CGE), el desarrollo simultáneo de 4 nuevas centrales y sus líneas de transmisión, los diversos hitos relevantes logrados en materia ambiental, la emisión de nuestro primer bono internacional y la consolidación de nuestra política de responsabilidad social-, junto a muchos otros que sería muy largo de enumerar, no serían posibles sin el equipo de excelente calidad profesional y humana que tenemos en Colbún. Mis agradecimientos a todos nuestros colaboradores que están haciendo de nuestra Compañía una gran empresa y un referente en el sector de generación eléctrica, como nos propusimos en nuestra misión.

Al momento de firmar esta carta, el país se está empezando a recuperar de uno de los peores terremotos de la historia, con lamentables pérdidas humanas, dejando muchas personas damnificadas y destro-

zos materiales todavía inconmensurables. Afortunadamente ninguno de nuestros colaboradores sufrió desgracias personales y nuestros activos están operando normalmente. Estamos comprometidos con la tremenda labor de reconstrucción que tenemos por delante. Estamos evaluando las consecuencias que el sismo ha tenido en nuestros proyectos, especialmente en el Proyecto Santa María en Coronel, ubicado cerca del epicentro. Seguiremos con nuestro plan de inversiones que asegure un suministro de energía seguro y competitivo para el país.

Bernardo Matte Larraín  
Presidente del Directorio

# Menores costos de producción impulsan los favorables resultados del ejercicio

Colbún mejora su margen EBITDA a 29% favorecido por menores precios de petróleo, una demanda contenida y mayor capacidad base en el sistema.

NUESTROS RESULTADOS DEL AÑO 2009 presentan una ganancia de US\$ 234,4 millones, significativamente superior a la ganancia de US\$ 63,8 millones que obtuvimos el año anterior. A nivel de EBITDA, cerramos el año 2009 con US\$ 336,6 millones, un 43% superior a los US\$ 236,0 millones del año 2008.

Los ingresos ordinarios del 2009 ascendieron a US\$ 1.159 millones, marcando un descenso de US\$ 186,4 millones con respecto al año 2008, sin embargo esta disminución fue ampliamente compensada por un menor costo, principalmente en compras de petróleo diesel y compras de energía. La generación hidráulica, alcanzó 6.579 GWh, cifra que está levemente por debajo de un año medio y 4% inferior respecto al año anterior.

De esta forma, el margen EBITDA (EBITDA / Ingresos Ordinarios) subió desde 18% el año 2008 a 29% en 2009. La caída de los ingresos se explica básicamente por menores ventas valoradas a empresas distribuidoras sin contratos, las cuales son realizadas a costo marginal o precio spot. La disminución del costo de compra de combustible, por su parte, se explica principalmente por una caída de los precios del petróleo diesel durante el año 2009 y por menores compras físicas de este combustible. Esta baja en

el precio del petróleo junto a una mayor capacidad base en el sistema y una demanda contenida, derivaron en un descenso de los costos marginales del sistema, que a su vez incidió positivamente en el costo de las compras de energía en el mercado spot.

La evolución favorable del resultado fuera de operación desde una pérdida de US\$ 14,7 millones en 2008 a una ganancia de US\$ 30,9 millones en 2009, se explica principalmente por la apreciación en 20,3% del peso en relación al dólar, que impactó positivamente las diferencias de cambio y los impuestos.

Durante el año 2009 tuvimos algunos eventos no recurrentes que provocaron efectos positivos en los resultados como fue el acuerdo de avenimiento en marzo con nuestro cliente Anglo American y la recuperación parcial en septiembre del seguro que cubre el incendio de la planta Nehuenco I. En el primer caso se reconoció un ingreso adicional de US\$ 9,8 millones y en el caso del seguro, la indemnización no disputada ascendió a US\$ 33,7 millones, de los cuales US\$ 20 millones que correspondían a perjuicios por paralización se reflejaron como mayor ingreso y US\$ 13,7 millones correspondientes a daños materiales tuvieron un efecto en cuentas de balance.

## Estados financieros consolidados de Colbún S.A.

### BALANCE (en miles de dólares)

	2008	2009
Total activos, corrientes	1.034.592	950.796
Propiedad, planta y equipos, neto	3.774.344	4.184.750
Otros Activos	268.281	304.568
<b>Total Activos</b>	<b>5.077.217</b>	<b>5.440.114</b>
Total pasivos, corrientes	211.644	318.544
Total pasivos, no corrientes	1.650.268	1.676.721
Participaciones minoritarias	17.385	18.643
Patrimonio	3.197.920	3.426.206
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>5.077.217</b>	<b>5.440.114</b>

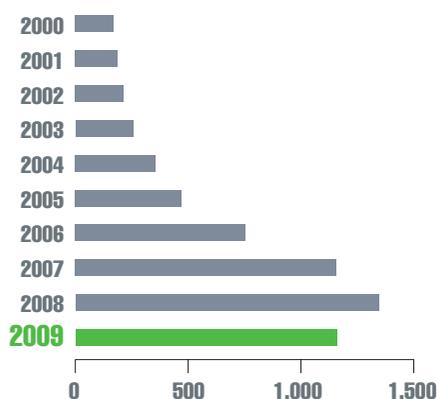
### ESTADO DE RESULTADOS (en miles de dólares)

	2008	2009
Ingresos Ordinarios	1.345.670	1.159.282
Consumo Mat. Primas y Mat. Secundarias	(1.073.246)	(774.420)
Gastos de Personal	(26.158)	(33.553)
Depreciacion y Amortizacion	(116.997)	(121.845)
Otros Gastos Varios de Operación	(10.315)	(14.696)
Resultado de Operación	118.954	214.768
<b>EBITDA</b>	<b>235.951</b>	<b>336.613</b>
Resultado fuera de Operación	(14.656)	30.860
Ganancia (Pérdida) antes de impuesto	104.298	245.628
Gasto (Ingreso) impuesto a las ganancias	37.217	6.505
Ganancia (Pérdida)	67.081	239.123
<b>Ganancia atribuible a la controladora</b>	<b>63.789</b>	<b>234.367</b>
Ganancia minoritaria	3.292	4.756

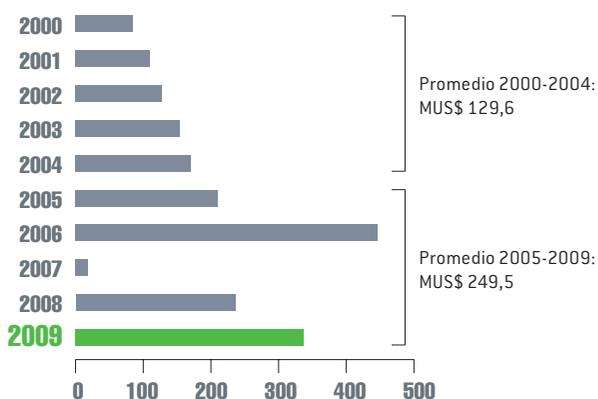
## Evolución de los principales indicadores financieros y operacionales

### INDICADORES DE RESULTADOS

INGRESOS ORDINARIOS TOTALES (en millones de US\$)

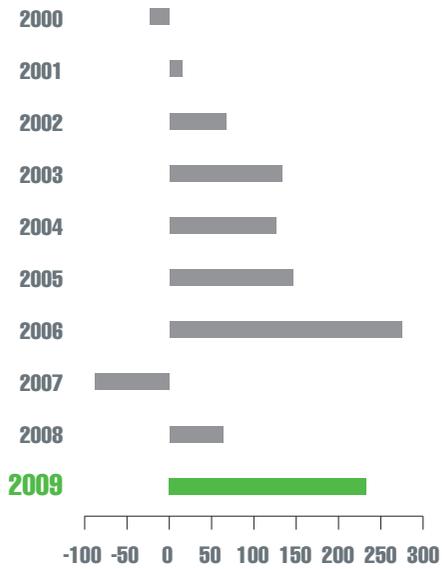


EBITDA (en millones de US\$)

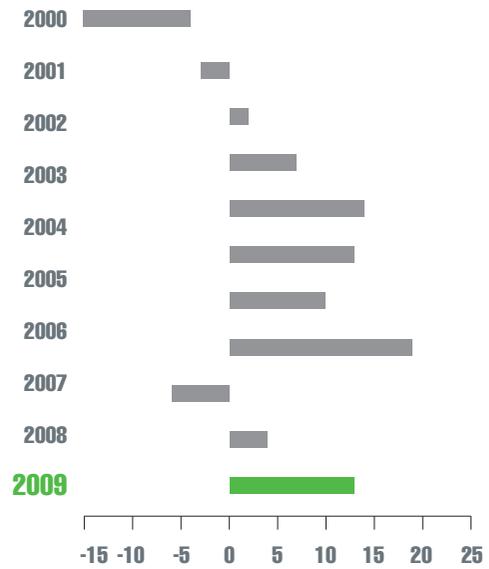


## INDICADORES DE RESULTADOS

GANANCIA CONTROLADORA (en millones de US\$)

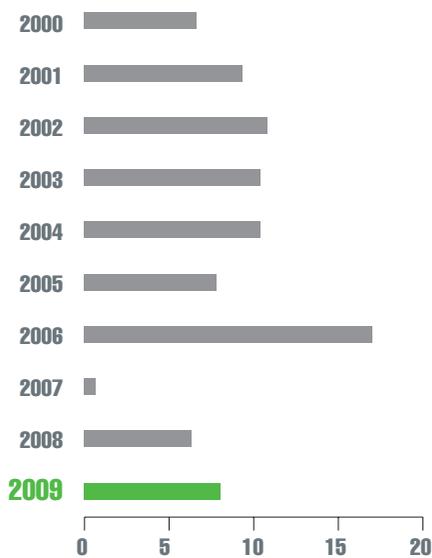


GANANCIA CONTROLADORA POR ACCIÓN  
(en US\$/1.000 acciones)

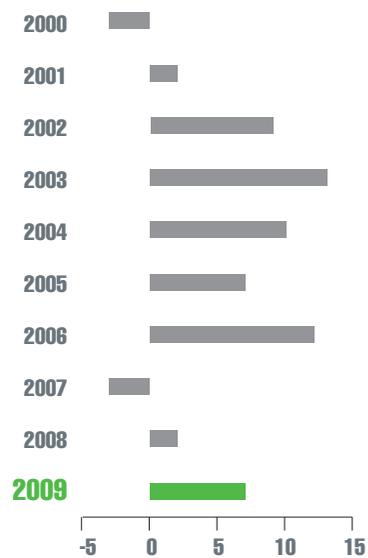


## INDICADORES DE RENTABILIDAD

EBITDA / ACTIVO FIJO (%)

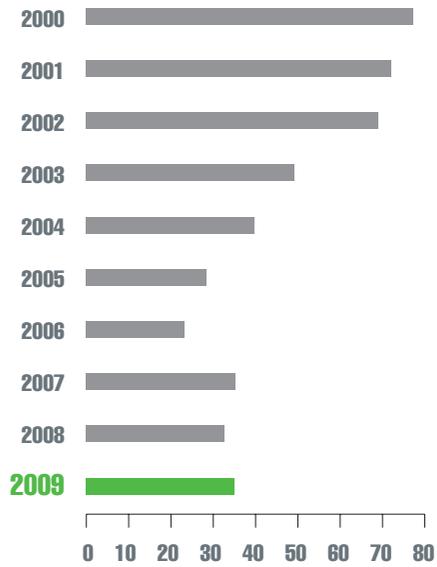


GANANCIA CONTROLADORA / PATRIMONIO (%)

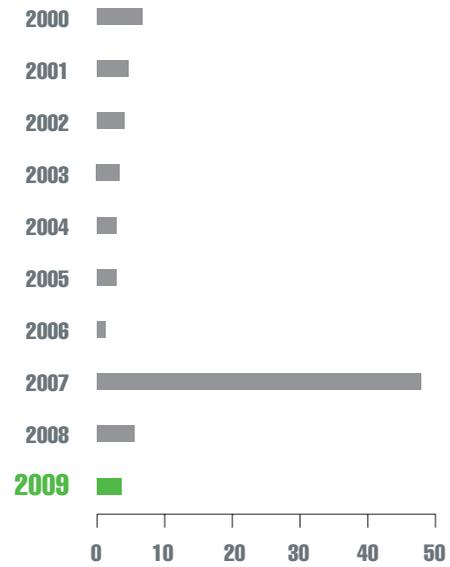


## INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO

DEUDA / PATRIMONIO (%)

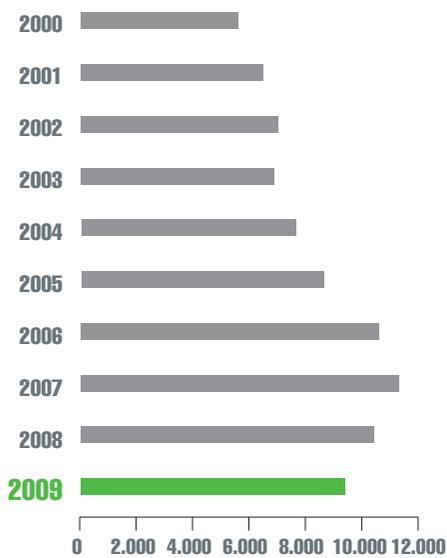


DEUDA / EBITDA (%)

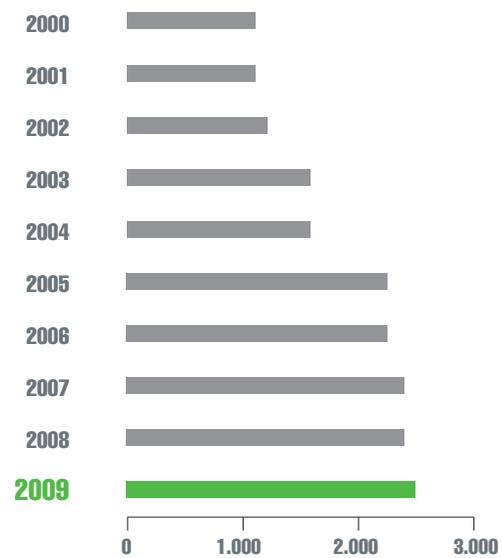


## INDICADORES DE OPERACIONES

GENERACIÓN (en GWh)



CAPACIDAD INSTALADA (en MW)



Nota: Toda la información financiera bajo PCGA fue convertida a US\$ al tipo de cambio promedio o al tipo de cambio de fin de periodo en el caso de las cuentas de balance.  
EBITDA: Equivale al resultado operacional más la depreciación y amortización de intangibles.

# Directorio

Nuestro Directorio está formado por nueve miembros reelegibles indefinidamente, que pueden o no ser accionistas. El Directorio designa al Gerente General, quien ejerce todas las facultades y contrae todas las obligaciones propias de su factor de comercio y aquellas otras que contempla la ley, así como las que el Directorio le otorgue en forma expresa. Al 31 de diciembre de 2009, nuestro directorio estaba conformado por las siguientes personas:



De pie, de izquierda a derecha: Juan Hurtado, Arturo Mackenna, Sergio Undurraga, Eduardo Navarro y Fernando Franke.  
Sentados, de izquierda a derecha: Luis Felipe Gazitúa, Emilio Pellegrini, Bernardo Matte, Demetrio Zañartu.

**Juan Hurtado Vicuña**  
(Director)  
R.U.T.: 5.715.251-6  
Ingeniero Civil  
U. de Chile

**Arturo Mackenna Iñiguez**  
(Director)  
R.U.T.: 4.523.287-5  
Ingeniero Civil Industrial  
U. de Chile

**Sergio Undurraga Saavedra**  
(Director)  
R.U.T.: 4.280.259-K  
Ingeniero Comercial  
P.U.C.

**Eduardo Navarro Beltrán**  
(Director)  
R.U.T.: 10.365.719-9  
Ingeniero Comercial  
P.U.C.

**Fernando Franke García**  
(Director)  
R.U.T.: 6.318.139-0  
Ingeniero Comercial  
U. Adolfo Ibáñez

**Luis Felipe Gazitúa Achondo**  
(Director)  
R.U.T.: 6.069.087-1  
Ingeniero Comercial  
U. de Chile

**Emilio Pellegrini Ripamonti**  
(Vicepresidente)  
R.U.T.: 4.779.271-1  
Ingeniero Civil Industrial  
U. de Chile

**Bernardo Matte Larraín**  
(Presidente)  
R.U.T.: 6.598.728-7  
Ingeniero Comercial  
U. de Chile

**Demetrio Zañartu Bacarreza**  
(Director)  
R.U.T.: 10.750.189-4  
Ingeniero Civil Industrial  
P.U.C.

# ORGANIGRAMA

**DIRECTORIO** ■ **Gerente General**  
Bernardo Larraín M.

**Legal**

Rodrigo Pérez S.

**Asuntos Corporativos**

Carlos Abogabir O.

**Organización y Recursos Humanos**

Patricia Gamboa C.

**División de Negocios y Gestión de Energía**

Juan Eduardo Vásquez M.

*Gestión Comercial*  
*Gestión de Combustibles*  
*Gestión de Riesgo*  
*Mercado CDEC*  
*Planificación y Estudios*  
*Transmisión Eléctrica*

**División de Generación**

Enrique Donoso M.

*Generación Hidráulica*  
*Generación Térmica*  
*Desarrollo Sustentable*

**División de Ingeniería y Proyectos**

Eduardo Morel M.

*Ingeniería*  
*Administración y Contratos*  
*Construcción*  
*Proyectos*

**División de Finanzas y Administración**

Cristián Morales J.

*Operaciones Financieras*  
*Control de Gestión*  
*Contabilidad*  
*Administración y TI*



De izquierda a derecha: Patricia Gamboa, Eduardo Morel, Rodrigo Pérez, Enrique Donoso, Bernardo Larraín, Carlos Abogabir, Cristián Morales y Juan Eduardo Vásquez.

**Patricia Gamboa Castelblanco**  
(Gerente de Organización y Recursos Humanos)  
R.U.T.: 7.034.016 - K  
Ingeniero Comercial  
P.U.C.

**Bernardo Larraín Matte**  
(Gerente General)  
R.U.T.: 7.025.583 - 9  
Ingeniero Comercial  
P.U.C.

**Eduardo Morel Montes**  
(Gerente División de Ingeniería y Proyectos)  
R.U.T.: 5.549.311 - 1  
Ingeniero Civil  
U. de Chile

**Carlos Abogabir Ovalle**  
(Gerente de Asuntos Corporativos)  
R.U.T.: 10.147.751-7  
Ingeniero Civil Industrial  
U. de Los Andes

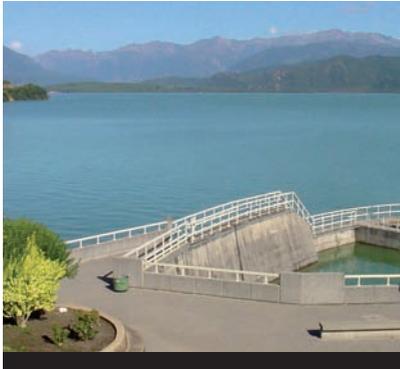
**Rodrigo Pérez Stieповic**  
(Gerente Legal)  
R.U.T.: 10.313.675 - K  
Abogado  
P.U.C.

**Cristián Morales Jaureguiberry**  
(Gerente División Finanzas y Administración)  
R.U.T.: 7.106.267 - 8  
Ingeniero Civil Industrial  
U. de Chile

**Enrique Donoso Moscoso**  
(Gerente División Generación)  
R.U.T.: 7.082.548-1  
Ingeniero Civil  
P.U.C.

**Juan Eduardo Vásquez Moya**  
(Gerente División Negocios y Gestión de Energía)  
R.U.T.: 7.868.160-8  
Ingeniero Civil Electricista  
U. de Chile

# Reseña histórica



**1983**

Se inicia la **construcción** del proyecto **Colbún-Machicura**, conformado por las centrales Colbún y Machicura.



**1985**

Entran en **funcionamiento** las centrales hidráulicas **Colbún** y **Machicura**.

**1986**

A partir del acuerdo de división de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa, **se crea** la Empresa Eléctrica **Colbún Machicura S.A.**, actual Colbún S.A.



**1996**

Entra en **funcionamiento** la central hidroeléctrica **San Ignacio**.

**1997**

**CORFO** deja de controlar la Compañía al **vender un 37%** de su participación en Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A.

**1998**

Entra en servicio la **Central Hidroeléctrica Rucúe**.

**1999**

Comienza la **operación** comercial de la central térmica de ciclo combinado **Nehuenco I**.

**2001**

**CORFO vende** la mayoría de sus acciones en el mercado accionario local y se cambia el nombre de la Compañía a Colbún S.A.



## 2002

Se inicia la **operación** comercial de la central térmica de ciclo abierto **Nehuenco III**.

## 2004

Entra en **servicio** la central térmica **Nehuenco II** en ciclo combinado.

## 2005

Comienza la **operación** comercial de la central térmica de ciclo abierto **Candelaria**.

Minera Valparaíso S.A., filial del **Grupo Matte**, se convierte en el controlador de Colbún S.A. luego de la fusión con Hidroeléctrica Cenelca S.A.

Se inicia la **operación** de la central termoeléctrica de ciclo abierto **Antilhue**.



## 2007

Entra en **servicio** la central hidroeléctrica de pasada **Quilleco**.

Entra en **funcionamiento** la operación dual (gas natural y petróleo diesel) de la central **Nehuenco II**.

Se pone en **servicio** la central hidroeléctrica de pasada **Chiburgo**, constituyéndose en la primera central dentro del marco de la ley que promueve las energías renovables no convencionales.

En las primeras licitaciones de las empresas distribuidoras, Colbún se **adjudica contratos de suministro** con plazos de 10 a 15 años, con CGED, SAESA y Chilectra por 2.800 GWh anuales, a partir de 2010; y 2.500 GWh anuales, a partir de 2011.



## 2006

Tractebel vende la totalidad de su participación en Colbún S.A. En esta venta la sociedad Antarchile S.A., relacionada al **grupo Angelini**, adquiere un **9,53%** de la propiedad de Colbún S.A.

Se crea una sociedad para el desarrollo del **proyecto Aysén**, aportando Colbún S.A. un 49% del capital de la sociedad.



## 2008

Puesta en servicio de la central hidroeléctrica **Hornitos**.

Se registraron dos proyectos ante la Junta Directiva del Desarrollo Limpio de Naciones Unidas: las centrales hidroeléctricas de pasada **Quilleco (71 MW)** y **Hornitos (55 MW)**, las que en conjunto permitirán **una reducción anual de 280.000 toneladas de CO<sup>2</sup>**.



Proceso de desarme al descanso guía superior del generador N° 1, Central Hidroeléctrica Canutilar



DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DEL NEGOCIO

---

# Colbún y el sistema están volviendo al equilibrio

---

DEMANDA DE ELECTRICIDAD  
en Sistema Interconectado  
Central decreció un

**0,5%** durante  
**2009**



# Marco regulatorio basado en criterios de eficiencia y seguridad

## Descripción de los fundamentos y las modificaciones del marco regulatorio para el sector eléctrico chileno.

### INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico chileno cuenta con un marco regulatorio que en sus ejes principales se ha mantenido vigente durante las últimas tres décadas. Esto ha permitido el desarrollo de una industria con un alto nivel de participación de capital privado. El sector ha sido capaz de satisfacer la demanda de electricidad, que ha crecido a una tasa anual compuesta del 3,9% entre 2000 y 2009.

Dicho marco regulatorio, que norma el sector eléctrico chileno y nuestras operaciones, se compone principalmente de las siguientes leyes:

» LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS: DFL No 1 de 1982, cuyo texto sistematizado y refundido se encuentra en el DFL N°4-2006, que contiene sus principales modificaciones:

» **“Ley Corta 1”**, Ley N° 19.940, promulgada en 2004. Esta ley introdujo (i) la nueva regulación aplicable a la red de transmisión, el desarrollo del sistema de transmisión y las tarifas que los dueños de las instalaciones de transmisión pueden cobrar a los usuarios del sistema y (ii) la regula-

ción en cuanto a fiabilidad y de servicios auxiliares.

» **“Ley Corta 2”**, Ley N° 20.018, promulgada en 2005. Esta ley establece el marco de las licitaciones para el suministro de energía a los usuarios regulados a través de contratos de largo plazo (hasta 15 años de duración). Estos contratos están indexados al índice de inflación de EE.UU. y otros índices de referencia.

» **Ley N° 20.257**, una modificación a la Ley general de Electricidad, promulgada en 2008. Esta modificación promueve el uso de energías renovables no convencionales (“ERNC”). La ley define los diferentes tipos de tecnologías considerada como ERNC. Bajo esta ley, las empresas de generación tienen que suministrar el 5% de la totalidad de sus obligaciones contractuales posteriores al 31 de agosto 2007 para el período comprendido entre 2010 y 2014 con ERNC. La obligación de suministro de electricidad con ERNC se incrementará anualmente en un 0,5% hasta el año 2024, cuando se alcanzará el 10% del total de las obligaciones contractuales.

# EL PRECIO DE NUDO DEJARÁ DE SER USADO PARA LAS VENTAS A LAS DISTRIBUIDORAS

**LEY DE MEDIOAMBIENTE:** La ley de “Bases Generales del Medioambiente” (19.300) regula y establece el marco ambiental en Chile. Esta norma fue modificada a principios del 2009 por la ley 20.417, la cual transformó la institucionalidad ambiental hasta ese momento vigente. Dentro de las principales reformas, se encuentra la creación del Ministerio de Medioambiente y la Superintendencia de Medioambiente, la cual tiene amplias facultades fiscalizadoras y sancionatorias. Dentro de estos cambios se encuentra también la reformulación de las sanciones; la modificación principal se refiere a la graduación de las multas, lo cual no existía, y su aumento de US\$ 36.000 a US\$ 8.800.000. Adicionalmente, existen numerosas leyes, reglamentos, decretos y ordenanzas municipales que pueden regular nuestras operaciones, o el desarrollo de nuevos proyectos, con fines de protección del medioambiente.

**CÓDIGO DE AGUAS:** Los derechos de agua se rigen por el Código de Aguas, que define cómo éstos se pueden adquirir, define cuáles son sus características y como se pueden constituir y usar legalmente. Los derechos de agua son otorgados por la Dirección General de Aguas o “DGA”. El Código de Aguas data desde hace más de 50 años y fue modificado

por última vez el año 2005, para establecer, entre otras cosas, el pago de una patente por los derechos de agua sin uso. Somos propietarios de los derechos de agua necesarios para operar todas nuestras instalaciones hidroeléctricas existentes, así como para desarrollar nuestros nuevos proyectos.

## EL MARCO REGULATORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tres entidades gubernamentales velan por la aplicación y el cumplimiento de la Ley de Electricidad: la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el recientemente creado Ministerio de Energía. La CNE calcula las tarifas reguladas y, entre otras funciones regulatorias, prepara una recomendación del plan de expansión del sistema para 10 años que debe ser coherente con los precios de nudo calculados. La SEC establece y vela por el cumplimiento de las normas técnicas del sistema. El Ministerio de Energía tiene como objetivo fundamental elaborar y coordinar planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.



## El modelo de operación del sector:

La operación del sector se basa en un esquema de costo marginal (costo que incurre el sistema para suministrar una unidad adicional de demanda), que incluye a su vez los criterios de seguridad y eficiencia en la asignación de los recursos.

Para cumplir con el objetivo de “eficiencia”, las empresas generadoras coordinan sus operaciones a través del CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) que busca minimizar los costos de operación y falla del sistema eléctrico, además de velar por la calidad y seguridad del servicio prestado por las empresas de generación y transmisión. El objetivo principal del sistema de despacho del CDEC es asegurar que la demanda de electricidad esté servida por las unidades más eficientes disponibles en cada instante. El CDEC despacha las plantas en orden ascendente de sus respectivos costos variables de producción, comenzando con las plantas de más bajo costo. El costo variable de la unidad más cara que se encuentra operando representa el costo marginal del sistema y determina el precio de la energía en el mercado



spot en cada hora y se mide en US\$/MWh. Las plantas con costos variables más bajos que el precio spot ganan un margen por la producción entregada al sistema. En cambio, la última unidad despachada por el CDEC sólo podrá recuperar sus costos variables de producción porque sus costos variables son iguales al precio spot. En cada momento, las empresas generadoras satisfacen sus compromisos contractuales de venta con electricidad despachada por el CDEC, ya sea producida por ellos mismos o comprada a otras empresas generadoras a través del mercado spot.

Para poder cumplir con el objetivo de “seguridad”, el modelo de tarificación también contempla un “cargo por potencia”. Es una remuneración adicional para los generadores que mantienen disponibles sus plantas y que busca dar incentivos para disponer de capacidad de respaldo en el sistema. La CNE fija el precio de la potencia cada 6 meses y se mide en US\$/KW por mes. El precio se determina en función de una tasa de rentabilidad sobre el monto de inversión en una unidad termo diesel eficiente para absorber las demandas en hora de punta. Dado que la demanda máxima del sistema es

inferior a la capacidad total instalada, el CDEC calcula anualmente el total de la remuneración por potencia asociada con la demanda máxima del sistema y la distribuye proporcionalmente entre los generadores en función de su “capacidad firme”. Para determinar esta capacidad firme, el CDEC toma en consideración estadísticas de disponibilidad de cada planta y asume un escenario hidrológico seco para las centrales hidráulicas, entre varios otros factores. Los generadores cobran el cargo por potencia a sus clientes y el CDEC se encarga de reliquidar periódicamente las diferencias entre los generadores para asegurar que cada uno se quede con los ingresos por potencia proporcionales a su capacidad firme.

***El modelo de comercialización del sector:***

Las empresas generadoras pueden elegir entre: (i) comprometerse a vender energía a clientes a través de contratos (en general de mediano/largo plazo) (ii) o vender su producción de energía a otras empresas generadoras deficitarias en el mercado spot, (iii) u optar por un mix de ambos. Más adelante veremos que esta definición es la parte central de nuestra política comercial.

# 3 TIPOS DE CLIENTES REGULADOS LIBRES Y GENERADORAS



Casa de máquinas y patio alta tensión, Central Hidroeléctrica Aconagua

Los generadores pueden firmar contratos con 3 tipos de clientes:

» En el mercado de clientes regulados, constituido por empresas distribuidoras, los generadores venden energía a través de contratos de largo plazo a precios obtenidos en procesos de licitaciones reguladas. En los contratos suscritos antes del 2005 el precio de venta de la energía estaban sujetos al llamado Precio de Nudo. El Precio de Nudo es calculado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante una metodología que calcula el promedio de los costos marginales o precios spot esperados para los 48 meses siguientes, sobre la base de supuestos de nueva capacidad, crecimiento de la demanda, costos de los combustibles, entre otros. A partir de la publicación de Ley Corta 2 en mayo de 2005, los precios de venta a las distribuidoras deben surgir de licitaciones públicas, abiertas y transparentes. Dichos precios son denominados "Precios de Nudo de Largo Plazo" y varían según cada contrato. Por lo tanto, en la medida que vayan terminando los contratos suscritos antes del 2005, el Precio de Nudo calculado por la CNE dejará de ser usado para las ventas a distribuidoras. Los Precios de Nudo de Largo Plazo incluyen fórmulas de indexación que incorporan indexadores tales como el índice de inflación en Estados Unidos, índices de precios de los combustibles

como el diesel y el carbón, e incluso indexaciones al precio de energía en el mercado spot.

» Los clientes libres son aquellos que tienen una potencia conectada superior a 2.000 KW, y que negocian libremente sus precios con sus proveedores. Los cambios introducidos por la Ley Corta 2 permiten que los usuarios con una potencia conectada entre 500 KW y 2.000 KW, puedan optar por un régimen de precios libres o a Precios de Nudo de Largo Plazo, con un periodo de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen. Históricamente, los precios que se negociaban con los clientes libres tendían a ser fijos, pero cada vez más, nosotros y otros participantes del mercado, han introducido mecanismos para compartir riesgos con los clientes a través de fórmulas de indexación a los precios de combustibles o a los precios spot, u otras variables que reflejen los reales costos de suministro que tiene un generador.

» Finalmente, existe la posibilidad que un generador se comprometa a entregar energía a otro generador mediante un contrato cuyo precio se negocia libremente.

Como mencionamos anteriormente, los excedentes o déficit de energía y potencia entre los compromisos contractuales y la generación propia se saldan entre los generadores en el mercado spot. Las di-



Desarenador del embalse Hornitos, Central Hidroeléctrica Hornitos

ferencias entre los consumos de clientes y la producción propia se producen dado que las órdenes de despacho son exógenas a cada generador, tal como lo presentamos en el modelo de operación del sector.

***Regulación del sector Transmisión:***

Para inyectar la electricidad al sistema y suministrar energía y potencia eléctrica a nuestros clientes, utilizamos instalaciones de transmisión de nuestra propiedad y de terceros. Con la publicación de la Ley Corta 1 en marzo 2004, se introdujeron los conceptos de Sistema de Transmisión Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistema de Transmisión Adicional, estableciéndose una meto-

dología transparente y participativa en la determinación de las tarifas por el uso de los Sistemas Troncal y de Subtransmisión. Dado que los activos de transmisión sólo se pueden construir bajo concesiones otorgadas por el gobierno, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que los dueños de las líneas den acceso a los usuarios según el esquema de “libre acceso”. Las empresas transmisoras recuperan su inversión a través de tarifas que, dependiente del tipo de instalaciones, se cobran a los generadores o a los clientes o a ambos. Las tarifas de Transmisión Troncal y de Subtransmisión se fijan cada 4 años por decreto del Ministerio de Energía. ■■■

# COLBÚN

20 MAYOR PARTICIPACIÓN  
DE MERCADO EN EL  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL



# Desarrollo del mercado eléctrico en 2009

La demanda decrece por segundo año consecutivo, el petróleo diesel reduce su participación en la matriz de generación y los precios spot disminuyen a la mitad.

CHILE CUENTA CON 4 sistemas interconectados y Colbún opera en el de mayor tamaño, el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende desde Taltal por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur, en donde alcanzamos la segunda mayor participación de mercado (ver **Tabla N°1**). El SIC cubre un territorio con una longitud de aproximadamente 2.100 km y el consumo de esta zona representa cerca del 75% de la demanda eléctrica de Chile con una capacidad instalada de 11.350 MW al cierre del año 2009. El SIC cubre aproximadamente 92% de la población en Chile, mayoritariamente clientes residenciales.

## EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA, LA OFERTA Y LOS PRECIOS SPOT

La demanda de electricidad en el SIC creció a una tasa anual compuesta de 3,9% entre 2000 y 2009, sin embargo, disminuyó por primera vez en 20 años en 1,0% durante el año 2008, y decreció nuevamente en 0,5% durante el año 2009. Este patrón atípico de caída en la demanda se debió principalmente a la desaceleración económica mundial que, junto a los altos precios de la electricidad que se registraron los últimos años producto de sequías

y altos precios de los combustibles, dio lugar a un menor consumo de energía. La recuperación de la actividad económica debería reanudar el crecimiento de la demanda, tal como se vio reflejado durante los últimos meses del año 2009. En su último informe preliminar de precio de nudo en marzo 2010, la CNE proyectó un crecimiento anual compuesto de la demanda de electricidad del 5,6% para los próximos cinco años.

Durante el año 2009 la Generación neta de energía (descontados los consumos propios) del SIC alcanzó un total de 40.977 GWh, lo que equivale a ventas de energía a clientes de 39.401 GWh, después de descontar las pérdidas de transmisión. En términos mensuales, las principales contracciones de la demanda se presentaron en los meses de enero y febrero, 3,4% y 6,7% respectivamente. La demanda horaria máxima del sistema fue de 6.144 MW, valor que resultó menor en 0,05% al año 2008 y ocurrió en el mes de diciembre.

En la **Tabla N°2** se indica la evolución de la generación por tipo de combustible en el SIC para los años 2007, 2008 y 2009, donde se puede ver la reducción de 5% de la generación térmica con diesel entre

**TABLA N°1 GENERACIÓN BRUTA ANUAL POR GRUPO EMPRESARIAL EN EL SIC (GWh)**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	Participación de mercado
ENDESA	15.530	16.272	38,9%
<b>COLBUN S.A.</b>	<b>10.514</b>	<b>9.486</b>	<b>22,7%</b>
AES GENER	4.747	4.343	10,4%
PEHUENCHE S.A.	3.614	3.617	8,7%
GUACOLDA S.A.	2.530	3.213	7,7%
ELECTRICA SANTIAGO S.A.	1.515	1.277	3,1%
ARAUCO S.A.	702	789	1,9%
IBENER S.A.	406	446	1,1%
PUYEHUE S.A.	244	248	0,6%
OTROS	2.068	2.092	5,0%
<b>Total</b>	<b>41.869</b>	<b>41.783</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Informe CDEC, diciembre 2009.

Nota: La generación de Colbún S.A. informada por el CDEC no incluye la generación de la central hidráulica Carena.

**TABLA N°2 GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE COMBUSTIBLE/TECNOLOGÍA PARA LOS AÑOS 2007, 2008 Y 2009**

	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Hidro	53%	56%	59%
Gas	6%	3%	2%
GNL	0%	0%	2%
Carbón/petcoke	16%	16%	17%
Diesel	23%	22%	17%
Eólica	0%	0%	0%
Otros	2%	2%	2%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: CNE, diciembre 2009.

los años 2007 y 2009. Desde el año 2007, el diesel vino a reemplazar el gas natural proveniente de Argentina, pero su uso se redujo durante el año 2009 producto de la incorporación de nueva capacidad base en el SIC, además de la llegada del GNL a Chile en agosto 2009. La capacidad base se refiere a las plantas que tienen un costo variable relativamente bajo y que por lo tanto son las más probables en ser despachadas por el CDEC, como las plantas hidráulicas, las plantas eólicas y las centrales que operan con carbón.

La mayor generación hidráulica, la mayor generación con carbón y la baja de

los precios promedio del petróleo diesel durante el año 2009 en comparación al año 2008, permitieron la reducción de los costos marginales del sistema. Como referencia, el índice de precio del WTI bajó de un promedio de 100 US\$/bbl en 2008 a 63 US\$/bbl en 2009 y el costo marginal bajó de un promedio de 205 US\$/MWh en 2008 a 105 US\$/MWh en 2009, medidos en la subestación Quillota 220 kV.

El **Gráfico N°1**, refleja los costos marginales mensuales registrados en el año 2009. Para efectos comparativos, también se muestran los costos marginales de energía del año 2008.

GRÁFICO N°1 COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA EN QUILLOTA (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SIC.

## HECHOS RELEVANTES EN EL 2009 QUE AFECTAN EL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR:

### ENERO

**9** El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción publicó el Decreto 320 que fija las tarifas de subtransmisión que deben pagar los usuarios y suministradores, cinco años después de la promulgación de la Ley Corta 1. Los ingresos y costos por peaje del año 2009 de Colbún reflejan la aplicación de estas nuevas tarifas, incluyendo la aplicación retroactiva desde el año 2004 en el caso de las tarifas de transmisión troncal.

### OCTUBRE

**16** Fue publicada en el diario oficial la revisión a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, revisión que se efectúa cada 4 años sobre la base de la experiencia del CDEC y las empresas en la aplicación de la Norma. Esta revisión contiene modificaciones a las exigencias mínimas para las instalaciones del sistema eléctrico. En las secciones donde analizamos los factores de riesgos regulatorios, volveremos a comentar este hecho.

### DICIEMBRE

**3** Fue publicada la Ley 20.402, que crea el Ministerio de Energía, con lo cual se establece una nueva institucionalidad. Se crea el Ministerio de Energía y se reúnen bajo su potestad varias materias y temas relacionados a la energía que estaban disgregados en varios ministerios y entidades. Con esta nueva conformación se establece una nueva regulación institucional que facilita la gestión en materia energética por parte del Estado chileno.

**15** Fue publicado por la CONAMA el anteproyecto de Norma de Emisiones para Termoeléctricas, el cual fija límites de emisiones de material particulado, óxidos nitrosos y óxidos sulfurosos y algunos metales para las centrales termoeléctricas. En las secciones donde analizamos los factores de riesgos ambientales, volveremos a comentar este hecho.

## ¿CUÁL ES LA ESTRATEGIA DE COLBÚN EN ESTE ENTORNO?

Nuestra estrategia busca maximizar la rentabilidad a largo plazo de nuestra cartera de activos, acotando la volatilidad de nuestros resultados. Alcanzaremos ese objetivo mediante la operación eficiente de nuestras instalaciones, la aplicación de políticas comerciales que mantienen el equilibrio entre nuestra capacidad de generación y nuestros compromisos de venta de electricidad y la estructuración de mecanismos de cobertura para protegernos de condiciones hidrológicas extremas y precios de combustibles elevados.

Queremos mantener una posición relevante en el Sistema Interconectado Central, con un nivel de participación de mercado similar al que tenemos actualmente, ampliando nuestra capacidad de generación para satisfacer la creciente demanda de electricidad de los clientes tanto regulados como no regulados. Nuestro plan de desarrollo de nueva capacidad de generación se diseña y se implementa de acuerdo a los siguientes lineamientos:

- » Privilegiar el empleo de fuentes de energías renovables,
- » Diversificar nuestra matriz de energías primarias, de tal modo de no hacerla dependiente de un único recurso,
- » Ofrecer a nuestros clientes un suministro de energía eléctrica seguro, competitivo y sustentable; y
- » Aportar al desarrollo de las comunidades en las que se encuentran nuestras actuales y futuras operaciones.

Actualmente estamos construyendo nuestra primera central a carbón, Santa María I de 342 MW, que se espera inicie su operación durante el primer semestre de 2011; la central mini-hidro San Clemente de 5 MW que entrará en operación durante el año 2010; y la central hidráulica San Pedro de 150 MW, que se espera comience a funcionar en 2012. También esperamos iniciar la construcción del proyecto hidro-

eléctrica Angostura de 316 MW durante el primer semestre de 2010, que ya cuenta con la aprobación de su Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Todos los proyectos en construcción y en estudio tienen la característica de ser capacidad base, con un componente renovable y un componente térmico eficiente que permite enfrentar escenarios hidrológicos secos.

## ¿CUÁL ES LA BASE ACTUAL DE ACTIVOS DE COLBÚN?

### Activos de generación

Nuestro parque de generación está formado por centrales hidráulicas (de embalse y de pasada) y por centrales térmicas (ciclos combinados y ciclos abiertos), que aportan una potencia de 2.615 MW al Sistema Interconectado Central (SIC).

Las centrales hidroeléctricas suman una capacidad de 1.268 MW y se distribuyen en 14 plantas: Colbún, Machicura, San Ignacio y Chiburgo, ubicadas en la Región del Maule; Rucúe y Quilleco, en la Región del Bío Bío; Carena, en la Región Metropolitana; Los Quilos, Blanco, Juncal, Juncalito, Chacabuquito y Hornitos, en la Región de Valparaíso; y Canutillar, en la Región de Los Lagos. Las centrales Colbún, Machicura y Canutillar cuentan con sus respectivos embalses, mientras que las instalaciones hidráulicas restantes corresponden a centrales de pasada.

Las centrales térmicas suman una capacidad de 1.347 MW y se distribuyen en el complejo Nehuenco, ubicado en la Región de Valparaíso; la central Candelaria, en la Región de O'Higgins, la central Los Pinos en la Región del Bío Bío; y la central Antihue, en la Región de los Ríos.

### Activos de transmisión

Tenemos 824 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, y 17 subestaciones. Estas líneas nos permiten transportar la producción desde las centrales hasta los puntos de inyección al Sistema Interconectado Central (SIC)

o retirar electricidad desde éste, para el transporte a los puntos de consumo de los clientes. Según definición de la Ley General de Servicios Eléctricos (Ley Eléctrica), todas las líneas de Colbún pertenecen al Sistema de Transmisión Adicional, con excepción de 66 km de líneas de 110 kV, que fueron calificadas como pertenecientes al Sistema de Subtransmisión en la correspondiente fijación de tarifas de Subtransmisión. Adicionalmente, a través de Transquillota Ltda., participamos en el 50% de la propiedad de la subestación San Luis y de la línea de unión en 220 kV de dicha subestación con el sistema troncal, a la subestación Quillota. Nuestro complejo Nehuenco y las centrales San Isidro y Quintero de Endesa que suman un total de 1.850 MW inyectan su producción al SIC mediante el sistema de transmisión de Transquillota.

### Otros activos

Tenemos una participación de 42,5% en Inversiones Electrogas S.A. que a su vez es dueña de la empresa Electrogas S.A., la empresa que opera un gasoducto de 130 km entre el terminal San Bernardo y Quillota, por medio del cual se abastece el complejo Nehuenco. Electrogas S.A. también opera un oleoducto de 21 km entre Concón y Quillota, el que abastece de petróleo al mismo complejo y un gasoducto de 28 km entre Quintero y Quillota que permite transportar el gas natural regasificado desde el terminal de regasificación de gas natural licuado ubicado en Quintero.

## ¿CUÁL ES LA POLÍTICA COMERCIAL DE COLBÚN?

Nuestra política comercial procura maximizar la rentabilidad a largo plazo de nuestro portafolio de activos, acotando la volatilidad de nuestros resultados. Para lograr lo anterior se busca un equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación con un nivel aceptable de

**874 MW**

**COMPLEJO NEHUENCO**



Central Nehuenco I  
Capacidad **368 MW**  
Inicio operación: 1999



Central Nehuenco II  
Capacidad **398 MW**  
Inicio operación: 2003



Central Nehuenco III  
Capacidad **108 MW**  
Inicio operación: 2002

**213 MW**

**CUENCA DEL ACONCAGUA**



Chacabuquito  
Capacidad **29 MW**  
Inicio operación: 2002



Los Quilos  
Capacidad **39 MW**  
Inicio operación: 1943



Central Hornitos  
Capacidad **55 MW**  
Inicio operación: 2008



Central Carena  
Capacidad **9 MW**  
Inicio operación: 1943



Juncal y Juncalito  
Capacidad **30 MW**  
Inicio operación: 1994



Blanco  
Capacidad **60 MW**  
Inicio operación: 1993

**270 MW**

**COMPLEJO CANDELARIA**



Central Candelaria I  
Capacidad **133 MW**  
Inicio operación: 2005



Central Candelaria II  
Capacidad **137 MW**  
Inicio operación: 2005



Central Los Pinos  
Capacidad **100 MW**  
Incorporación: 2009

**625 MW**

**CUENCA DEL MAULE**



Central Colbún  
Capacidad **474 MW**  
Inicio operación: 1985



Central San Ignacio  
Capacidad **37 MW**  
Inicio operación: 1996



Central Machicura  
Capacidad **95 MW**  
Inicio operación: 1985



Central Chiburgo  
Capacidad **19 MW**  
Inicio operación: 2007

**103 MW**

**COMPLEJO ANTILHUE**



Central Antilhue I  
Capacidad **51 MW**  
Inicio operación: 2005



Central Antilhue II  
Capacidad **52 MW**  
Inicio operación: 2005

**249 MW**

**CUENCA DEL LAJA**



Central Rucúe  
Capacidad **178 MW**  
Inicio operación: 1998



Central Quilleco  
Capacidad **71 MW**  
Inicio operación: 2007

**172 MW**

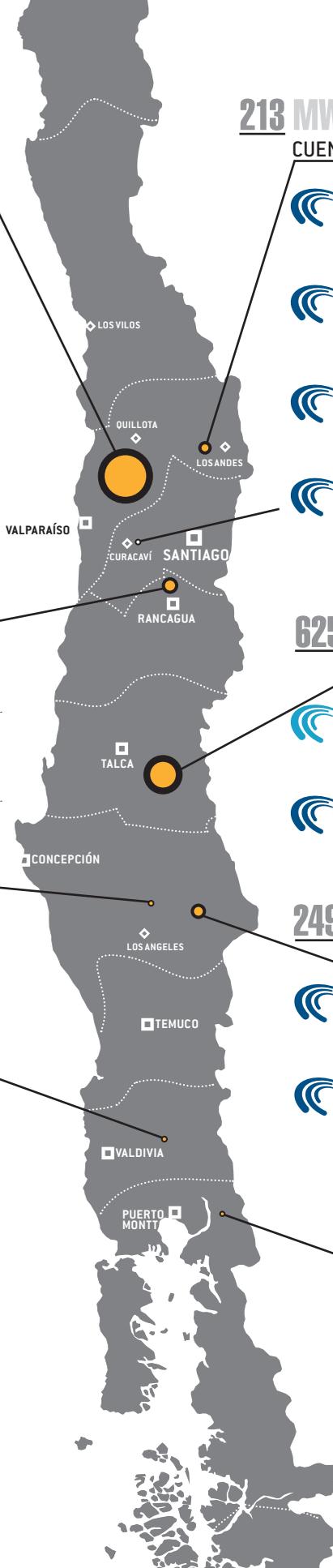
**LAGO CHAPO**



Central Canutillar  
Capacidad **172 MW**  
Inicio operación: 1990

**MAPA DE LAS CENTRALES DE COLBÚN**

- Centrales de ciclo combinado
- Centrales de ciclo abierto
- Centrales de embalse
- Centrales de pasada



riesgo ante sequías y variación de precios de los combustibles, entre otros.

Como consecuencia de esta política, procuramos que las ventas o compras en el mercado spot no alcancen volúmenes importantes, debido a que sus precios presentan una alta variabilidad en función de la condición hidrológica y el precio de los combustibles.

#### ***La clave es determinar el nivel óptimo de contratación***

Los factores que tenemos que tomar en cuenta para optimizar la ecuación son varios: nuestra matriz de generación, los niveles de los precios de venta, los mecanismos de indexación, otros mecanismos/cláusulas para compartir riesgos con los clientes, las proyecciones de nueva capacidad propia y la del sistema, y las proyecciones de los precios spot, entre otros. Lo anterior, sumado a los antecedentes estadísticos y sofisticados modelos de simulación, nos permite determinar nuestro nivel óptimo de contratación.

De manera simplificada, comprometemos a través de contratos de largo plazo, la energía producida por nuestras instalaciones de capacidad base, tales como las instalaciones hidroeléctricas (asumiendo la generación bajo condiciones hidrológicas medias a secas) y nuestras instalaciones termoeléctricas eficientes (nuestra primera central a carbón que se encuentra en etapa de construcción).

Es importante tener presente que la política comercial no es el único instrumento para proteger los resultados de escenarios de hidrologías secas extremas y precios de combustibles muy elevados que se puedan dar en un año en particular. De hecho, si usáramos la política comercial para tal efecto, la consecuencia sería un nivel de contratos bajo y por lo tanto, sacrificar el otro objetivo, cual es darle a nuestra base de activos una rentabilidad de largo plazo adecuada. Es más eficaz enfrentar la exposición a eventos extremos, a través de mecanis-

mos de cobertura y teniendo una política financiera prudente.

#### **¿CUÁL ES LA COMPOSICIÓN DE NUESTRA CARTERA DE CONTRATOS?**

Nuestra cartera de clientes está compuesta por clientes regulados y libres. Los principales clientes durante el año 2009 fueron:

» Los Clientes regulados: Chilectra S. A., contrato que finalizó el 31 de diciembre de 2009, Chilquinta Energía S.A., contrato que finalizó el 30 de abril de 2009 (quedando vigentes dos contratos menores con esta distribuidora, uno con término en abril de 2010 y otro en abril de 2011), Conafe S.A., y CGE Distribución S.A.

» Clientes libres: Codelco para sus divisiones Andina y El Teniente; Cartulinas CMPC S.A. para su planta Maule, Papeles Cordillera S.A. y CMPC Tissue S.A. para la fábrica de Puente Alto; Anglo American Sur S.A. para las faenas de El Soldado y Chagres y para sus faenas de Los Bronces y, Las Tórtolas, contrato que terminó el 31 de diciembre de 2009, habiéndose firmado uno nuevo a partir del 1 de enero de 2010; Papeles Norske Skog Bío Bío Ltda. para su planta Concepción; y Lafarge Chile S.A. (ex Cementos Melón) para su planta La Calera, contrato que terminó el 30 de abril de 2009.

» En forma transitoria, tuvimos como clientes a un grupo de empresas distribuidoras que no tenían contrato con ningún generador y que, por disposición del artículo 27 transitorio del D.F.L. N°4 del 2007, debieron ser abastecidos por la totalidad de los generadores a prorrata de sus energías firmes. Estas ventas se realizaron a costo marginal, pero su recaudación se efectuó a un precio de cobranza igual al precio de nudo más un recargo. La diferencia entre el costo marginal y el precio de cobranza se registró como cuenta por cobrar y será recu-

perada mediante un recargo de hasta un 20% del precio nudo que se cobra a todos los consumidores regulados del SIC, por el tiempo que sea necesario, hasta saldar la referida cuenta por cobrar. Se estima que a contar del 1 de enero de 2010 no existirán distribuidoras sin contratos.

A partir de enero 2010, experimentamos cambios significativos en nuestra base de clientes, las cantidades físicas de energía que nos comprometimos entregarles y la indexación de los precios de venta. Los cambios más relevantes son: la terminación de nuestro contrato con Chilectra (aproximadamente 4.000 GWh/año), el inicio de los nuevos contratos a largo plazo con GCE y SAESA y varias cooperativas eléctricas (con una demanda esperada para 2010 de alrededor 3.000 GWh) y la introducción de mecanismos de indexación para compartir posibles incrementos de nuestros costos de producción con algunos de nuestros clientes regulados y no regulados.

Producto de estos cambios, la demanda proyectada de nuestros contratos se reducirá a unos 8.300 GWh en el año 2010, desde aproximadamente 9.600 GWh en 2009. Una parte de estas obligaciones contractuales tiene sus precios indexados al IPC de los Estados Unidos, una parte está indexada a los precios del diesel y los precios del carbón y unos 2.100 GWh están indexados directamente a los costos marginales del sistema. Esta última categoría implica una significativa reducción del riesgo de costos, dado que estos compromisos podrán ser abastecidos por energía propia de Colbún cuyo costo variable es inferior al precio spot, o en su defecto, por energía comprada en el mercado spot a un precio similar a su precio de venta.

En resumen, esta nueva composición de nuestra cartera de compromisos contractuales se ajusta en mejor medida a nuestra matriz de generación y sus costos variables. ■■■



Carro limpia rejas ubicado en la captación de agua del Río Laja, Central Hidroeléctrica Rucúe



# Nuevos contratos cambiarán la composición de la cartera y la estructura de los precios de venta

Durante el año 2009, seguimos trabajando para retomar un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación competitiva.

## GESTIÓN COMERCIAL

Durante el año 2009, seguimos trabajando para retomar un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación. Algunas de las iniciativas que hemos realizado son:

- » Compra de combustibles con coberturas en los mercados financieros.
- » Implementación de innovadores mecanismos de cobertura por variabilidad hidrológica y precios de combustibles.
- » Adjudicación de nuevos contratos de largo plazo, con indexaciones consistentes con nuestra estructura de costos.
- » Negociaciones de los contratos de suministro vigentes con clientes estratégicos.

Durante el ejercicio realizamos un esfuerzo importante por mantener acotado los costos y riesgos en el mercado de los combustibles, mediante compras de diesel directo a proveedores internacionales en asociación con operadores locales de manera de disminuir el costo de compra del combustible.

Adicionalmente contratamos coberturas mediante opciones Call que nos permitieran acotar el impacto de incrementos de precios de petróleo y por primera vez, contamos con una cobertura especial que cubría la doble contingencia para enfrentar una hidrológica seca y elevados precios del petróleo para el año 2009.

En el marco de las licitaciones de distribuidoras, en enero del 2009 nos adjudicamos 1.500 GWh anuales con CGE Distribución a partir del año 2010, más un bloque variable de 150 GWh. Ello se suma a lo logrado en años anteriores: en la primera licitación nos adjudicamos, a partir de 2010, 2.200 GWh anuales con SAESA y CGE Distribución, más un bloque variable de SAESA de 582 GWh anuales; en la segunda licitación, nos adjudicamos 2.500 GWh con Chilectra a partir de 2011.

Asimismo, durante el 2009, nos adjudicamos el suministro a las divisiones de CODELCO en el SIC por un máximo de 510 MW, a contar del año 2013. El acuerdo contempla dos contratos: el primero por una potencia máxima de 351 MW, por un periodo de 30 años y el segundo por una potencia máxima inicial en el año 2013

**1.500** GWh  
ANUALES CON CGE

**510** MW  
CON CODELCO

ACUERDO CON  
ANGLOAMERICAN POR  
**US\$ 9,8** MILLONES



Chimenea de la unidad n° 1, Central Térmica Antilhue.

de 328 MW, la que se reduce a 159 MW, una vez que inicie la vigencia del primer contrato. Esta segunda parte del acuerdo se extendería por un periodo de 15 años. La energía asociada al total de la potencia contratada sería aproximadamente de 4.000 GWh anuales, cuando esté en régimen hacia el año 2015.

Por otro lado, durante el mes de marzo 2009, se cerró un acuerdo de avenimiento con el cliente Anglo American para su planta de El Soldado. La transacción implicó un ingreso del orden de los US\$ 9,8 millones por la reliquidación entre el año 2005 y febrero de 2009. Además, se firmó un acuerdo a través del cual se ampliará la capacidad de la línea Polpaico-Maitenes a 260 MVA para soportar la ampliación que Anglo American está desarrollando de la faena Los Bronces, a partir de fines de 2010.

#### VENTAS DE ENERGÍA

Nuestras ventas físicas del año 2009 se redujeron en un 0,25% respecto al año 2008, alcanzando a 11.566 GWh. Las ventas a clientes regulados se redujeron en un 0,36% (excluye las a distribuidoras sin contrato). El volumen vendido a clientes libres, a precios no regulados, se redujo en 1,8%.

La composición trimestral de las ventas físicas de energía para los años 2008 y 2009 se muestra en la **tabla N°1**.

Durante 2009, las ventas de energía a empresas distribuidoras lograron un 41,0% de las ventas totales (excluye las a distribuidoras sin contrato) en tanto que el volumen vendido a industriales alcanzaron el 42,1%. La venta a clientes sin contrato lograron el 14,8%; el restante 1,9% se vendió a generadoras a través del CDEC.

#### VENTAS DE POTENCIA

La potencia firme de nuestras centrales se redujo a 1.486 MW para el año 2009, en comparación a 1.550 MW el año 2008, principalmente como consecuencia de la menor demanda máxima



**TABLA N°1 VENTAS DE ENERGÍA TRIMESTRALES (GWh)**

VENTAS DE ENERGÍA AÑO 2008					
Trimestre	Distribuidoras GWh	Industriales GWh	CDEC GWh	Art. 27 Trans* GWh	Total GWh
Ene-Mar	1.210	1.255	0	489	2.953
Abr-Jun	1.180	1.163	46	430	2.819
Jul-Sep	1.188	1.274	0	421	2.883
Oct-Dic	1.199	1.277	0	472	2.948
<b>TOTAL</b>	<b>4.777</b>	<b>4.968</b>	<b>46</b>	<b>1.812</b>	<b>11.603</b>

VENTAS DE ENERGÍA AÑO 2009					
Trimestre	Distribuidoras GWh	Industriales GWh	CDEC GWh	Art. 27 Trans* GWh	Total GWh
Ene-Mar	1.270	1.200	0	480	2.951
Abr-Jun	1.170	1.248	137	416	2.970
Jul-Sep	1.153	1.227	83	393	2.857
Oct-Dic	1.166	1.204	0	426	2.789
<b>TOTAL</b>	<b>4.760</b>	<b>4.879</b>	<b>220</b>	<b>1.715</b>	<b>11.573</b>

\* Corresponden a ventas que la Compañía debe realizar a empresas distribuidoras que se encuentran sin contratos de suministro.

*Durante 2009, las ventas de energía a empresas distribuidoras representan un 41,0% de las ventas totales.*

registrada en el sistema y la entrada en operación de nuevas centrales de otros generadores a lo largo del ejercicio.

Las empresas distribuidoras disminuyeron sus consumos de potencia en 0,4%; las empresas distribuidoras sin contrato decrecieron en un 5,4%; y los industriales y mineros bajaron en un 1,8%. Por su parte, las ventas al CDEC aumentaron casi cuatro veces.

En la **tabla N°2** se indican las ventas de potencia a clientes y al CDEC de los últimos dos años.

#### PRECIOS DE VENTA

En el **gráfico 1** se aprecia la evolución de los precios de referencia del sistema donde operamos.

La evolución de los costos marginales del sistema, tal como fue mencionado en la sección “desarrollo del mercado eléctrico en 2009”, han bajado producto de la mayor generación hidráulica, la mayor generación con carbón, la baja de los precios promedio del petróleo diesel y del carbón en comparación al

año 2008 y la llegada del GNL a Chile en agosto 2009.

El precio promedio que los generadores del sistema cobran directamente a sus clientes libres, denominado Precio Medio Libre, no experimentó cambios significativos durante 2009. Esto se debe a que muchos de estos precios están en función de los precios de nudo o el precio del mercado spot con ciertos techos, alcanzando un precio monómico promedio de US\$ 98 por MWh en 2009. Este Precio Medio Libre, es el que define la amplitud de la banda de precios, en torno a la cual se puede ubicar el precio de nudo definitivo.

Producto de la reducción de los costos marginales proyectados por la CNE en las fijaciones tarifarias -principalmente debido a la baja de los precios de los combustibles en los mercados internacionales- y de la baja del Precio Medio Libre, el Precio de Nudo definitivo, aplicado a los clientes regulados, se ha reducido de 142 US\$/MWh en la fijación de octubre 2008 a 86,6 US\$/MWh en la fijación de octubre del 2009.



Sistema de bloqueos de seguridad LOTO, Complejo Térmico Nehuenco

TABLA N°2

VENTAS DE POTENCIA PROMEDIO DE CADA AÑO (MW)

Tipo de cliente	2008	2009
Distribuidores	512	495
Sin Contrato	269	599
Industriales	601	147
CDEC	168	245
<b>Total</b>	<b>1.550</b>	<b>1.486</b>

## PRECIO DE NUDO BAJA A **86,6** US\$ MWh EN FIJACIÓN DE OCTUBRE 2009

### CONSUMO DE GAS NATURAL

Las entregas de gas natural desde Argentina durante el año 2009, fueron de 44,5 MMm<sup>3</sup>, provenientes en su totalidad de gas contractual y fueron de baja relevancia para las necesidades de la Compañía.

En el **gráfico N°2** se ilustra el consumo mensual de gas natural en las centrales del complejo Nehuenco y las centrales Candelaria, para los años 2008 y 2009.

### CONSUMO DE PETRÓLEO DIESEL

El total del petróleo diesel consumido durante el año 2009 fue de 578 Mm<sup>3</sup>, principalmente dentro del periodo compren-

dido entre los meses de marzo y agosto, producto de las condiciones hidrológicas y de demanda del SIC, que en ese período hicieron necesario el despacho de los dos ciclos combinados de Colbún.

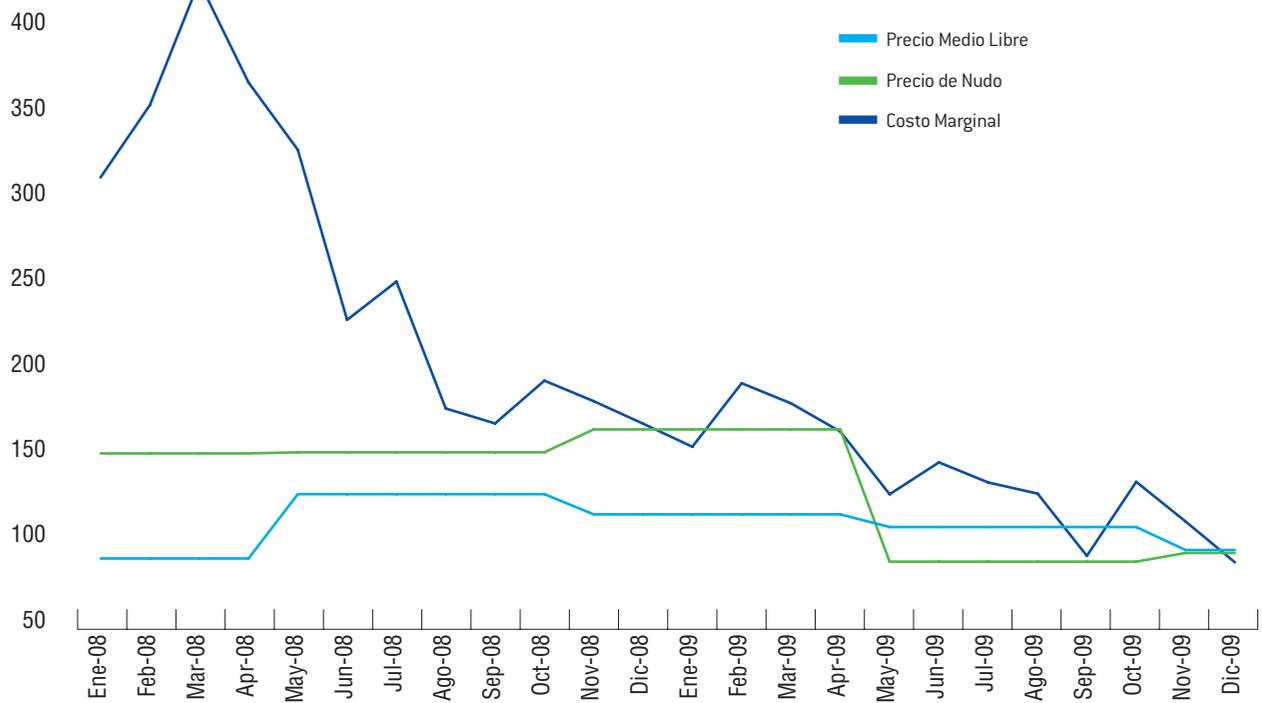
En el **gráfico N°3** se ilustra el consumo total mensual de diesel de las centrales térmicas de Colbún, para los años 2008 y 2009.

El petróleo diesel fue transportado a las centrales Antilhue, Candelaria y Los Pinos mediante camiones de las empresas distribuidoras y otros contratados directamente por Colbún. En el caso de Nehuenco, el transporte se hizo principalmente a través de oleoducto y, en menor medida, por camiones.



Escultura en el piso principal de la caverna de máquinas, Central Hidroeléctrica Colbún

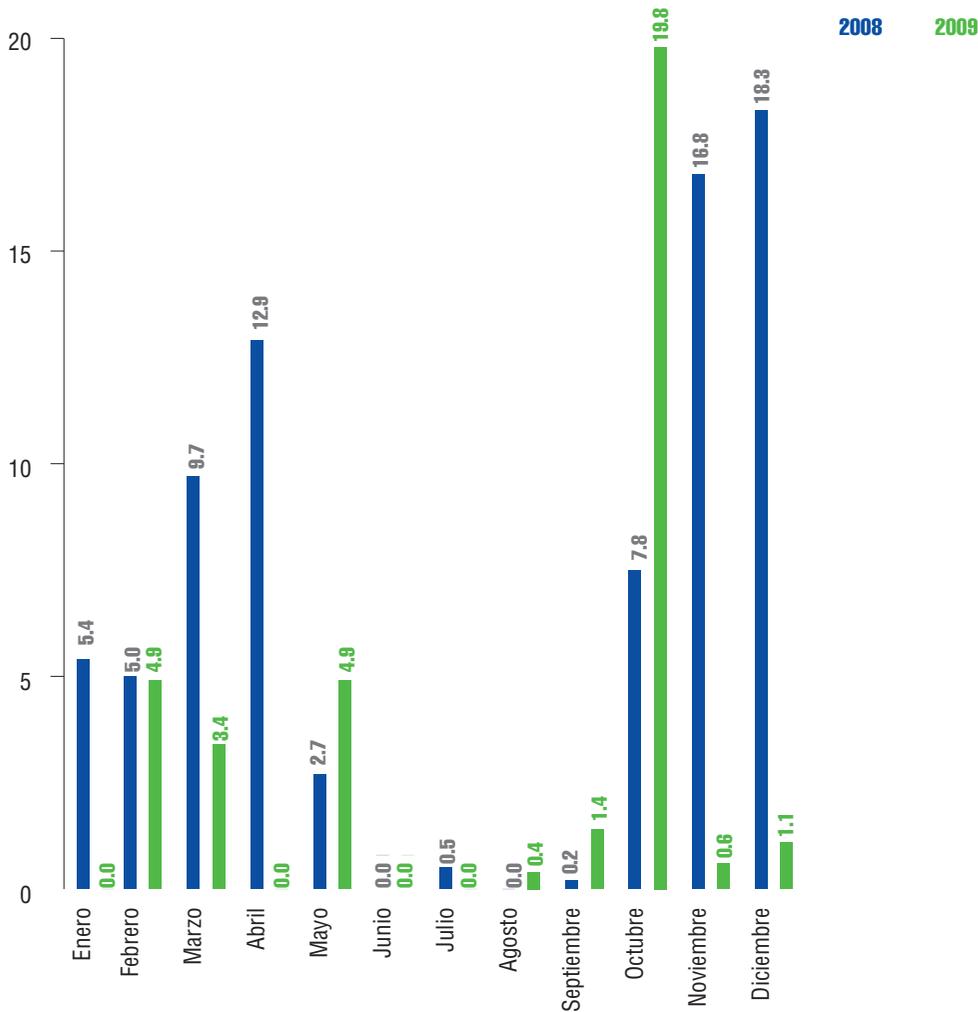
**GRÁFICO N°1** PRECIOS MONÓMICOS EN ALTO JAHUEL 220 KV (US\$/MWh)



(\*) Precios monómicos calculados con un factor de carga de 72%.

Fuente: CDEC, Colbún

GRÁFICO N°2 CONSUMO DE GAS NATURAL EN LAS CENTRALES DE COLBÚN (MMm<sup>3</sup>)



**PRODUCCIÓN**

Nuestra producción bruta durante el año alcanzó 9.486 GWh, registrándose una disminución de 10,6% en comparación con el año anterior. Esta tendencia se explica por la menor generación hidráulica y por la menor generación térmica debido a la realización de trabajos de mantenimiento mayor en las unidades del complejo Nehuenco a principio del año 2009 en los cuales se detectó una falla en el rotor de la unidad II, obligando un recambio que prolongó la indisponibilidad. Por otro lado, los menores precios de energía en el mercado spot durante el ejercicio, permitieron aumentar las compras de energía en ese mercado para sustituir nuestra generación térmica más cara.

La tabla N°2 muestra la disponibilidad total de energía de la empresa durante los años 2009 y 2008, la que se compo-

ne de producción propia bruta y compras a otras empresas generadoras a través del CDEC.

Los gráficos N°4 y N°5 demuestran la evolución de la cota de los embalses Colbún y Chapo durante los años 2008 y 2009.

En estos dos últimos gráficos se evidencia una disminución paulatina de la cota de los embalses en el primer semestre del año, alcanzando su valor mínimo diario en el mes de abril para el Lago Chapo y durante el mes de junio para el embalse Colbún. Durante el mes de agosto, y de acuerdo con las precipitaciones registradas especialmente en la zona central, se aprecia una recuperación del nivel de cota del embalse Colbún. En el caso del lago Chapo, la recuperación no fue rápida, sin embargo mejoró notablemente sus reservas durante el mes de agosto.

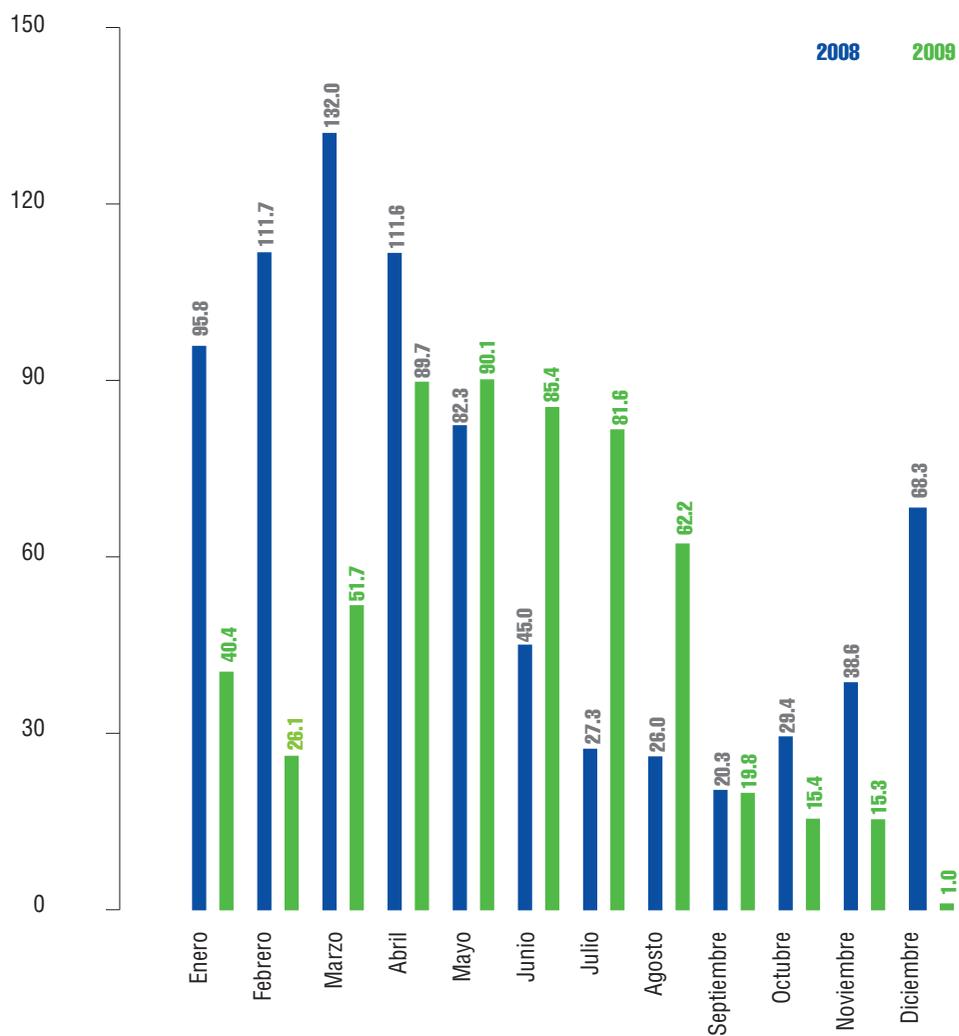
*Nuestra producción hidráulica durante 2009 representó el 68% del consumo de nuestros clientes con contratos.*





Confluencia del Río Blanco con Río Juncal, Valle Aconcagua

GRÁFICO N°3 CONSUMO DE PETRÓLEO DIESEL EN LAS CENTRALES DE COLBÚN (Mm<sup>3</sup>)





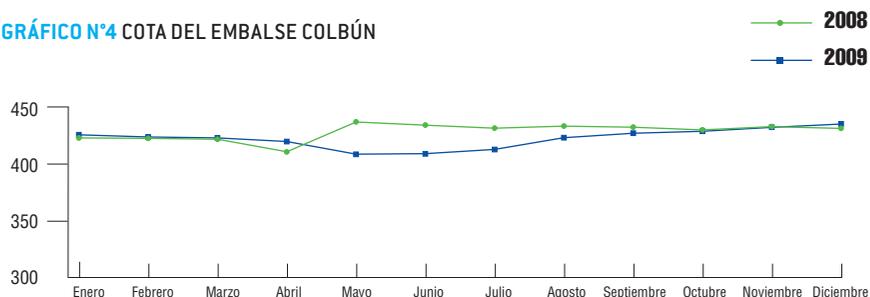
Visita de alumnos,  
Central Hidroeléctrica Los Quilos

**TABLA N°2 PRODUCCIÓN PROPIA Y COMPRAS EN EL MERCADO SPOT (GWh)**

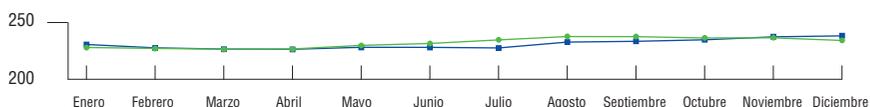
AÑO 2008						
TRIMESTRE	Producción Propia				Compras CDEC GWh	TOTAL ENERGÍA GWh
	Hidráulica GWh	Térmica Gas GWh	Térmica Diésel GWh	Total GWh		
Enero - Marzo	1.091	64	1.392	2.547	457	3.004
Abril - Junio	1.654	47	1.034	2.735	168	2.904
Julio - Septiembre	2.163	2	349	2.514	480	2.994
Octubre - Diciembre	1.914	209	686	2.809	235	3.044
<b>Total</b>	<b>6.822</b>	<b>323</b>	<b>3.461</b>	<b>10.606</b>	<b>1.340</b>	<b>11.947</b>

AÑO 2009						
TRIMESTRE	Producción Propia				Compras CDEC GWh	TOTAL ENERGÍA GWh
	Hidráulica GWh	Térmica Gas GWh	Térmica Diésel GWh	Total GWh		
Enero - Marzo	1.448	28	481	1.957	1.038	2.995
Abril - Junio	1.596	15	1.340	2.950	106	3.056
Julio - Septiembre	1.676	24	827	2.527	400	2.927
Octubre - Diciembre	1.857	111	154	2.123	752	2.874
<b>Total</b>	<b>6.578</b>	<b>178</b>	<b>2.802</b>	<b>9.557</b>	<b>2.295</b>	<b>11.853</b>

**GRÁFICO N°4 COTA DEL EMBALSE COLBÚN**



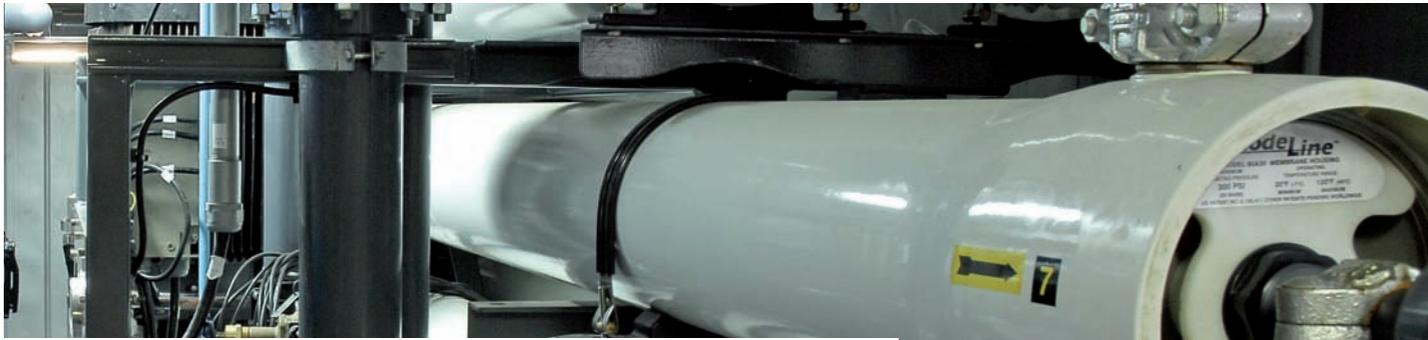
**GRÁFICO N°5 COTA DEL LAGO CHAPO**



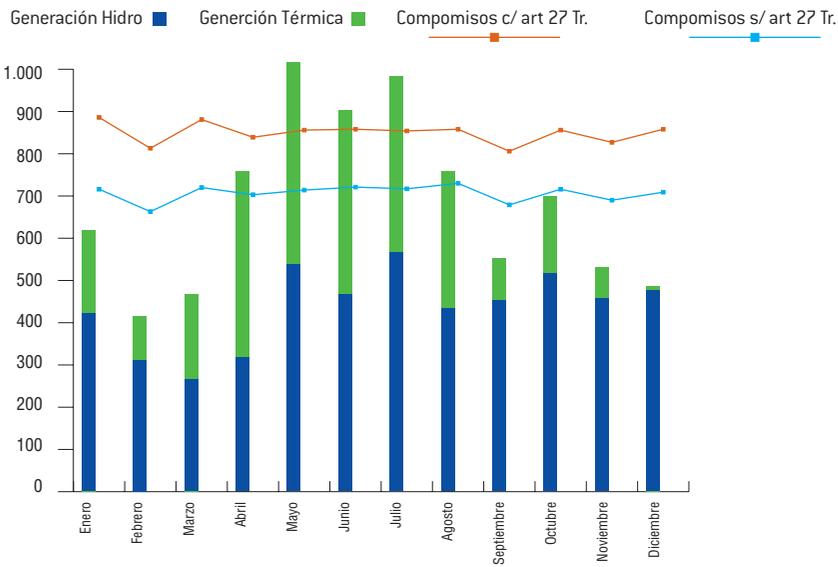
A modo de resumen, los **gráficos N°6 y N°7** muestran el balance mensual para los años 2008 y 2009 de nuestros compromisos (con y sin ventas a las distribuidoras sin contrato art. 27 transitorio de la ley eléctrica) versus la producción térmica e hidráulica de energía.

Se observa que entre los meses de abril y agosto, los compromisos contractuales excluyendo las ventas a empresas distri-

buidoras sin contrato, fueron cubiertos por la producción propia de Colbún. Para satisfacer la demanda de los clientes de distribuidoras sin contrato, en la mayoría de los meses, salvo mayo a julio, fue necesario comprar energía en el mercado spot. También se puede notar que durante el cuarto trimestre del periodo, la producción de origen térmica disminuyó debido al deshielo. ■■■

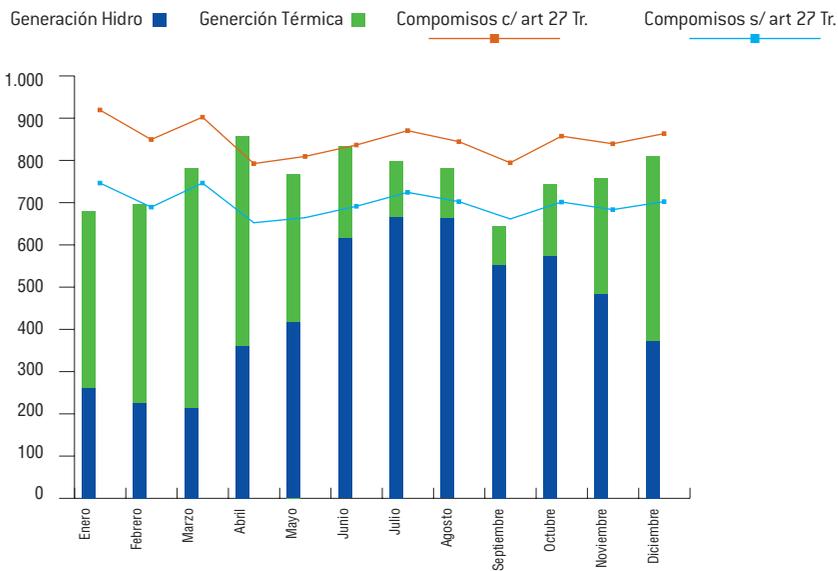


**GRÁFICO N°6 GENERACIÓN PROPIA VERSUS COMPROMISOS 2009 (GWh)**



Planta de osmosis inversa, Central Térmica Antilhue.

**GRÁFICO N°7 GENERACIÓN PROPIA VERSUS COMPROMISOS 2008 (GWh)**



Nota: los compromisos no incluyen las ventas del excedente de producción de Colbún en el mercado spot.



Vista al Lago Chapo desde la Central Hidroeléctrica Canutillar



PERSONAS, COMUNIDAD Y MEDIOAMBIENTE

---

Colbún  
aporta energía  
sustentable  
para el desarrollo  
de Chile

---



# Pilares de la política de responsabilidad social

EL ENFOQUE DE TRABAJO de Colbún es un enfoque multidisciplinario, donde las distintas áreas trabajan conjuntamente para contribuir al desarrollo sustentable de la Compañía, balanceando intereses de corto y largo plazo, e integrando consideraciones económicas, medioambientales y sociales en la toma de decisión.

Nuestra misión es aportar y gestionar infraestructura energética para el desarrollo sustentable de Chile; privilegiando el empleo de fuentes de energías renovables, diversificando nuestra matriz de energías, ofreciendo a nuestros clientes un suministro de energía seguro, competitivo y sustentable y aportando al desarrollo de las comunidades en las que se encuentran nuestras actuales y futuras unidades productivas.

QUEREMOS EJECUTAR NUESTRA MISIÓN creando valor para nuestros accionistas, trabajadores, proveedores, empresas de servicio y clientes, así como también para las comunidades locales y el medioambiente. Es por eso que nuestra estrategia se concentra en 5 ejes principales:

- » **Nuestros Accionistas:** La primera condición necesaria de una empresa socialmente responsable es mantenerse activa, rentable, produciendo, creciendo y compitiendo en el mercado. Esto no sólo maximiza el retorno a sus accionistas sino que a la vez genera consecuencias sociales deseables como nuevas oportunidades de empleo a través de su expansión, inversión, y provisión de bienes y servicios valiosos para la sociedad.
- » **Nuestro Producto:** Colbún tiene un foco relevante en el desarrollo de energías renovables competi-

vas que nos permitan preservar el medioambiente y proveer de energía sustentable acorde a las necesidades del país. Nuestra estrategia es desarrollar una matriz energética que combine las energías renovables competitivas con un complemento térmico eficiente, aportando con energía limpia, renovable, propia y segura al desarrollo de Chile.

» **Nuestros Empleados:** Colbún es una empresa en expansión cuyo personal es su activo fundamental. La capacitación, la seguridad y la salud ocupacional cumplen un rol clave en el crecimiento de nuestra empresa. De la misma forma, buscamos generar un ambiente de trabajo grato y oportunidades de desarrollo y crecimiento.

» **Nuestra Operación:** para el desarrollo sustentable de la empresa, es fundamental una operación eficiente y responsable medioambientalmente, tanto para la generación de energía como para los proyectos en construcción. Nuestro foco es expandir el esfuerzo hacia toda la cadena de valor, maximizando la mano de obra local y apoyando contratistas locales. Creemos que esto es una importante contribución al desarrollo económico de las comunas donde Colbún efectúa sus operaciones, generando trabajo y dinamizando las economías regionales.

» **Nuestra Responsabilidad Social:** Colbún está en una fase de desarrollo de importantes proyectos de inversión y hoy más que nunca, conscientes de la importancia de nuestra actividad para el desarrollo del país, sentimos la enorme responsabilidad de no ser sólo actores relevantes, sino de ser

también promotores de desarrollo social. Esta realidad nos obliga a ser muy responsables en nuestro accionar y a entender que nuestro progreso no puede estar ajeno al progreso de quienes nos rodean.

Actualmente, los negocios no pueden desentenderse de su entorno. Es fundamental comprender el contexto en el que estamos insertos y las variables relevantes para viabilizar el desarrollo de nuestra actividad en el largo plazo. Trabajamos en el fortalecimiento de nuestras relaciones con las comunidades aledañas, con el fin de comprender sus desafíos, expectativas y preocupaciones. Conscientes que una empresa no puede procurar resolver todos los problemas de la comunidad, hemos concentrado nuestros apoyos en Educación, Deporte y Fomento Productivo, desarrollando estrategias que aprovechen nuestras ventajas comparativas y maximicen cuantitativamente su impacto social. También nos enfocamos en fortalecer el trabajo con las autoridades y los medios de manera de establecer canales de comunicación efectivos que generen sinergia con el negocio y el entorno en general.

A través de estos 5 ejes de trabajo, esperamos ser y ser reconocidos como una empresa que agrega valor a la comunidad donde se inserta, hoy y para las generaciones futuras. 

**701** PERSONAS  
PARTICIPARON EN  
**213**  
CURSOS



# Las personas: eje del desarrollo de Colbún

El mayor esfuerzo se focaliza en potenciar una cultura de alto desempeño, sobre la base de un buen clima e instalando en las jefaturas un liderazgo cercano, con metas desafiantes y retroalimentación continúa.

UNO DE LOS PILARES fundamentales de nuestra gestión de personas es contar con los mejores talentos en los distintos cargos de Colbún. Es por esto que durante este año trabajamos en apoyar el desarrollo de nuestros empleados, ofreciendo oportunidades para llenar vacantes a través de concursos internos. Así también, trabajamos en mejorar las fuentes de reclutamiento externas. Para esto, generamos convenios con los mejores portales de empleo, portales de universidades y participación en las ferias de trabajo que se realizaron durante el año.

En esta misma línea, y para apoyar el desarrollo de nuestros colaboradores, hemos seguido aumentando las horas de capacitación y el número de personas beneficiadas con becas para cursar estudios técnicos, de pregrado y perfeccionamiento en inglés.

En las **tablas N°1 y 2** presentamos un resumen de las actividades de capacitación que llevamos a cabo y las becas que entregamos durante el año 2009.

Adicionalmente, uno de los programas más importantes que desarrollamos fue el de Liderazgo, dirigido a los Gerentes, Subgerentes y Jefaturas de la Compañía. El objetivo de este programa fue desarro-

llar habilidades de liderazgo que contribuyeran a mejorar la efectividad de los equipos y la percepción de clima laboral, como también facilitar la implementación de los procesos de gestión de personas poniendo el foco en fijación de metas, evaluación de desempeño y retroalimentación. Esta capacitación sirvió de base para implementar por primera vez un proceso de evaluación de desempeño.

Durante el año también trabajamos en generar distintas acciones que apuntaran a mejorar los resultados de clima laboral, entre las que están:

- » Actividades destinadas a la integración y conocimiento de los equipos.
- » Análisis comparativo de compensaciones, internamente y con el mercado, a fin de velar por la equidad interna y externa. Lo anterior utilizando la metodología que hay.
- » Potenciamiento de la intranet como medio troncal de comunicación y la instauración de un diario mural que llega el primer día del mes a todas las oficinas de la Compañía con el objetivo de mejorar y facilitar el acceso de todas las personas que conforman la empresa a la información de las distintas acciones y proyectos en los que se está trabajando.



# 15% MÁS DE PERSONAL QUE EL AÑO 2008

Nuestro Operador, Edgardo Follert,  
en el centro de operaciones, Complejo Hidroeléctrico Colbún

» La encuesta Great Place To Work realizada durante el año 2009 mostró importantes avances, logrando un aumento de 13 puntos en satisfacción general respecto a igual medición realizada el año 2007. Las variables mejor evaluadas fueron Orgullo y Camaradería.

» Acercar a la familia a la empresa fue también un objetivo de nuestra Gerencia de Recursos Humanos. Para esto utilizamos principalmente 2 instancias:

» Premiación de Excelencia Académica: Premiamos alrededor de 80 hijos de funcionarios que cursan enseñanza básica y media, y que durante el año académico anterior alcanzaron notas iguales o superiores a 6,5. Además se entregaron 7 becas de CH\$ 1.000.000 a hijos universitarios con un rendimiento destacado.

» Día de Trabajo con hijos: Realizamos por primera vez para las personas de Colbún Santiago el día del trabajo con hijos, donde los niños pudieron cono-

cer las oficinas de sus papás y mamás, participando en entretenidas actividades.

En cuanto a relaciones laborales, se realizó exitosamente tres negociaciones colectivas, dos con sindicatos y una con delegados de personal, todos por cuatro años.

## PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2009, la dotación del personal (incluidas las filiales) alcanzó 747 empleados tal como se indica en **tabla N° 3**.

El aumento exhibido en la dotación se explica por el crecimiento que está experimentando Colbún para llevar a cabo el desarrollo de sus nuevos proyectos.

Crecer de forma controlada y eficiente requiere de ir construyendo una estructura de procesos y procedimientos administrados por personas cada vez más especializadas. Asimismo, los

*Más personas fueron beneficiadas con becas para cursar estudios técnicos, de pregrado y perfeccionamiento del inglés.*



Nuestra Jefa de Ingeniería, Paula Recabarren, y nuestro Jefe de Terreno, Arno Nielsen, en el sitio del Proyecto de la Central mini-hidro San Clemente

**TABLA N°1 ESTADÍSTICAS DE CAPACITACIÓN 2009**

	Número de horas	Número de participantes	Número de cursos	Horas hombre	Costo CH\$
Colbún S.A.	3.687	612	185	11.394	71.328.940
Hidroeléctrica Guardia Vieja	116	54	12	382	4.679.728
Hidroeléctrica Aconcagua	12	2	2	12	103.200
Termoeléctrica Nehuenco	431	29	13	603	6.257.600
Empresa Eléctrica Industrial	4	4	1	16	0
<b>Total</b>	<b>4.250</b>	<b>701</b>	<b>213</b>	<b>12.407</b>	<b>82.369.468</b>

desafíos medioambientales y sociales que enfrentan las empresas generadoras también agregan requerimientos que se tienen que cubrir con una creciente especialización y dedicación.

**TABLA N°2 ESTADÍSTICAS DE BECAS AÑO 2009**

	Número de becas	Costo CH\$
Becas Pregrado	49	25.739.500
Becas Inglés	23	4.757.000
<b>Total</b>	<b>72</b>	<b>30.496.500</b>

#### REMUNERACIÓN DEL NIVEL EJECUTIVO

La estructura de remuneraciones del nivel ejecutivo comprende remuneraciones fijas y variables. Estas últimas son establecidas considerando el desempeño individual de cada ejecutivo, los desafíos particulares de cada ejercicio y el desenvolvimiento del negocio y el desarrollo de los proyectos. Durante el año 2009, las remuneraciones totales percibidas por el nivel ejecutivo alcanzaron a CH\$ 3.304.699.810 (2008: CH\$ 2.765.140.224), ambos valores en cifras nominales. Por otra parte, la Compañía pagó \$124.430.412 en indemnizaciones a ejecutivos. █ █ █

**TABLA N°3 DOTACIÓN DE LA COMPAÑÍA**

	2009	2008
Ejecutivos	48	41
Profesionales y Técnicos	466	439
Otros Trabajadores	233	165
<b>Total</b>	<b>747</b>	<b>645</b>



**Copa Colbún**  
**FÚTBOL GIMNASIA ARTÍSTICA**  
**VOLEIBOL BABY FÚTBOL VECINAL**



# Educación, deporte y emprendimiento

En 2009, el esfuerzo se ha focalizado en las localidades donde se están construyendo nuestras nuevas centrales.

EL FOCO PRIORITARIO DE la responsabilidad social de Colbún son los vecinos directos con quienes se trabaja a través de un diálogo continuo que pretende contribuir al desarrollo de proyectos que generen mejoras en capital humano, calidad de vida y generación de oportunidades. Es por eso que la educación, el deporte y el fomento productivo son los pilares principales de nuestro trabajo con la comunidad.

Durante el año 2009 se privilegió el trabajo en los proyectos en construcción, con el fin de consolidar la relación comunidad-empresa en los lugares donde estamos instalándonos. Es así como se trabajó fuertemente con grupos de interés, organizaciones funcionales y autoridades locales, con el fin de comprender las dinámicas sociales y ser capaces de desarrollar proyectos que se orienten a las necesidades reales y generen impacto concreto en las comunidades.

Para la materialización de esta política, Colbún ha desarrollado el "Programa Buen Vecino" que promueve las siguientes áreas temáticas:

- » LA EDUCACIÓN: Como potenciador de la movilidad social y la generación de oportunidades
- » EL DEPORTE: Como mecanismo para traspasar valores y fortalecer la cohesión social.

» EL FOMENTO PRODUCTIVO: como herramienta para el traspaso de conocimientos y habilidades para emprender, mejorar un emprendimiento o para adquirir competencias laborales relacionadas a las necesidades locales.

Lo anterior se manifiesta, entre otras cosas, a través de las siguientes iniciativas:

#### *Visitas a las Centrales*

Como una manera de mantener un contacto directo con las comunidades donde estamos insertos y educar en la importancia de la energía en el desarrollo del país, disponemos de programas de visita a las centrales. Durante el año 2009, 2.196 personas fueron guiadas por personal de la Compañía para informarse en materias relativas al proceso de generación de la electricidad.

#### *Becas y Estímulos Escolares*

En el marco de generar incentivos que apoyen la educación, mantenemos un Convenio de Becas con la I. Municipalidad de Quillota, que contempla un incentivo económico equivalente a 60 becas de estudio, por un periodo de 8 meses cada una, para estudiantes de la comuna. Asimismo como estímulo al estudio, anualmente se entregan cuatro premios al rendimiento escolar, consistente en una Estación de Trabajo completa, a los mejores alumnos de cuatro colegios de la Comuna de Curacaví.



Inauguración año escolar Curso Asistente en Instalaciones Eléctricas, Liceo Benjamín Vicuña Mackenna, Valdivia

*Proyecto Educativo “Asistente en Instalaciones Eléctricas con Eficiencia Energética”*

En conjunto con INACAP, utilizando la metodología de formación por competencias, desarrollamos un programa educativo dirigido a estudiantes de segundo y tercero medio de colegios municipalizados denominado: “Asistente en Instalaciones Eléctricas con Eficiencia Energética”. El año 2009 incorporamos al programa educacional las comunas de Curacaví, Colbún, Valdivia, Antuco, Quilleco y Cochamó, las que se suman a las localidades de Los Andes, San Esteban, Quillota, Codegua, Mostazal y Coronel. La incorporación de estas nuevas seis comunas significa que se han integrado 162 nuevos alumnos que tendrán la oportunidad de acceder a esta iniciativa.

El programa tiene una duración de cuatro semestres, al término de los cuales los estudiantes podrán demostrar mediante un certificado, las competencias aprobadas.



Ceremonia de entrega de los Fondos de Desarrollo Social, Proyecto Santa María, Coronel



Posta de Cochamó el día de la ceremonia de entrega del instrumental médico y la renovación de la instalación eléctrica.

**TABLA N°2 VISITAS A LAS CENTRALES DURANTE 2009**

Visitas a centrales	
Alumnos Enseñanza Media- Básica	899
Alumnos de Enseñanza Superior	737
Otros	560
<b>Total</b>	<b>2.196</b>

El proyecto educativo se enfoca en el aprendizaje técnico propio del curso y en la adquisición de competencias transversales tales como: responsabilidad, actitud ante el aprendizaje, orden y disciplina, asistencia, vocabulario y trabajo en equipo.

Asimismo, en el mes de diciembre recibieron su certificación los primeros 91 alumnos que terminaron el programa que tiene una duración de dos años, correspondientes a los colegios de Coronel, Los Andes, San Esteban, Codegua, Mostazal y Quillota, que les permitirá contar con una herramienta adicional al egresar de Enseñanza Media.

#### **APOYO A LA MUNICIPALIDAD DE QUILLOTA**

##### *Deportivo:*

Para fomentar por deporte, durante el 2009 se apoyó a través de talleres deportivos, gimnasia para el adulto mayor y dueñas de casa, polideportivos en los barrios, y habilitación de equipos computacionales e implementos deportivos para la "Casa del Deporte".

##### *Programa de Apoyo Escolar:*

Se entregaron a través de la Municipalidad de Quillota 60 becas anuales a estu-

diantes universitarios con el fin de apoyar la compra de materiales e incentivar los estudios superiores.

##### *Programa Tenencia*

##### *Responsable de Mascotas:*

Este programa tiene como objetivo educar en el cuidado responsable de las mascotas y desarrollar actividades de prevención y cuidado del medioambiente. Gracias a los recursos de este proyecto, fue posible adquirir un Canil Móvil.

#### **APOYO A LA COMUNIDAD DE POCOIHUEN ALTO, COCHAMÓ**

En abril del 2009, con la presencia del Alcalde de Cochamó y Representantes del Servicio de Salud Llanquihue se realizó la ceremonia de entrega de Instrumental Médico a la Posta Rural de Pocihuen Alto.

Este instrumental y renovación de toda la instalación eléctrica, permitirá a la comunidad recibir una atención más expedita y eficiente durante una urgencia médica.

Adicionalmente, hicimos un aporte para la construcción de una multicancha techada para la Escuela San Antonio. ¶¶



Reportar nuestra huella de carbono y registrar centrales bajo el **Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)** son unas de nuestras iniciativas para aportar al combate contra el **Cambio Climático**.

# Nuevas exigencias y énfasis en las ERNC, durante 2009

Colbún intensifica las actividades de prefactibilidad ambiental para sus proyectos y fortalece la gestión ambiental para sus centrales en operación.

NUESTRA POLÍTICA INTEGRADA de medioambiente y seguridad nos compromete a velar por el cuidado ambiental donde desarrollamos nuestras operaciones y proyectos, y también preocuparnos por la seguridad de nuestros colaboradores y de la comunidad que nos rodea. Para ellos tenemos que:

- » Dar cumplimiento a la normativa vigente y auto imponernos límites en caso de ausencia de normativa.
- » Promover en los colaboradores la preocupación y el respeto por el medioambiente.
- » Operar nuestras centrales y desarrollar nuestros proyectos con responsabilidad y cuidado para proteger nuestra seguridad y la de la comunidad aledaña.
- » Identificar las situaciones de riesgo de manera de prepararnos para actuar con rapidez, diligencia y efectividad cuando así lo amerite.
- » Privilegiar el empleo de fuentes de energías renovables.

Siguiendo estos lineamientos tenemos certeza de que podremos seguir operando y creciendo de una manera sustentable, entregando energía eléctrica lo más limpia y segura posible.

Nuestra preocupación por el medioambiente se materializa a través de la gestión ambiental de nuestros proyectos, de nuestras centrales en operación, la exploración y la incorporación de ERNC, y las diversas iniciativas enfocadas a abordar el cambio climático. Nuestra preocupación por la seguridad se traduce en nuestra gestión de prevención de riesgos laborales.

## GESTIÓN AMBIENTAL DE PROYECTOS

El 2009 fue muy intenso en términos de tramitaciones ambientales. Lo más relevante fue la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de la Central Hidroeléctrica Angostura en la región del Bío Bío, pero también obtuvimos importantes aprobaciones asociadas a modificaciones de permisos ambientales de proyectos ya aprobados, en proceso de construcción unos y otros ya construidos y operando. Durante su etapa de desarrollo, todo proyecto va sufriendo modificaciones para adaptarse mejor a las condiciones reales de terreno, como también para lograr mayores eficiencias, y para ello debemos actualizar los permisos ambientales previamente obtenidos, de manera que éstos se adecúen y

**TABLA 1** Resumen de tramitaciones ambientales iniciadas y/o terminadas en el año 2009

Proyecto	Región	Tipo de Presentación	Materia	Estado
Central Hidroeléctrica San Pedro	XIV	Carta de No pertinencia	Modificación de Proyecto (características de túneles, de vertedero y disipador de energía)	Aprobado el 4 de marzo del 2009 (Carta N° 045)
Central Hidroeléctrica San Pedro	XIV	Declaración de Impacto Ambiental	Modificación de Casa de Máquinas	Aprobado el 1° de julio de 2009 (RCA N° 058)
Central Hidroeléctrica Angostura	VIII	Estudio de Impacto Ambiental	Proyecto Central Hidroeléctrica	Aprobado el 14 de septiembre de 2009 (RCA N° 281)
Complejo Térmico Santa María de Coronel	VIII	Carta de No Pertinencia	Ampliación de horario de trabajo nocturno durante la construcción	Aprobado el 2 de marzo del 2009 (Cert. N°20)
Complejo Térmico Santa María de Coronel	VIII	Declaración de Impacto Ambiental	Sitio de Acopio de Cenizas	Ingresado en octubre'09
Línea de Alta Tensión Santa María – Charrúa	VIII	Declaración de Impacto Ambiental	Proyecto de Línea de 220 kVA de 80 km de longitud que permitirá evacuar la energía de la CT Santa María	Aprobado el 26 de febrero del 2009 (RCA N°053)
Línea de Alta Tensión Santa María – Charrúa	VIII	Carta de No pertinencia	Cambio parcial de trazado	Aprobado el 25 de mayo del 2009 (RE N° 026)
Línea de Alta Tensión Santa María – Charrúa	VIII	Recurso de Reposición	Eliminación de requerimiento de monitoreo de aguas en el río Bío Bío por perder sentido, dado que se había cambiado el diseño eliminando torre ubicada en el lecho	Aprobado el 12 de junio del 2009 (RE N°154)
Línea de Alta Tensión Santa María – Charrúa	VIII	Carta de No pertinencia	Cambio de sistema de agua y alcantarillado de instalaciones de faenas de contratistas	Aprobado el 3 de julio del 2009 (RE N° 173)
Central Termoeléctrica Los Pinos	VIII	Carta de No pertinencia	Modificación de Límite de Emisión de Material Particulado debido a rectificación de fabricante del equipo	Aprobado el 17 de junio del 2009 (RE N° 265)
Línea de Alta Tensión San Clemente - Chiburgo	VII	Declaración de Impacto Ambiental	Proyecto de Línea de 66 kVA de 7.2 km de longitud que permitirá evacuar la energía de la CMH San Clemente	Aprobado el 15 de septiembre del 2009 (RCA N°210)
Complejo Termoeléctrico Nehuenco	VI	Carta de No pertinencia	Construcción de Plataforma para Sistema de Propano Aire	Aprobado el 5 de febrero del 2009 (Ord. N° 123)
Complejo Termoeléctrico Nehuenco	VI	Carta de No pertinencia	Instalación de Sistema de Propano Aire	Aprobado el 1° de abril del 2009 (Ord. N° 332)
Central Hidroeléctrica Hornitos	VI	Carta de No pertinencia	Regularización de potencia real que permite entregar la central	Aprobado el 30 de diciembre del 2009 (Ord. N° 1288)
Central Termoeléctrica Antilhue	XIV	Carta de No pertinencia	Regularización de sistema de manejo de residuos peligrosos	Aprobado el 7 de abril del 2009 (Carta N°68)

consideren las modificaciones por realizar o en algunos casos ya realizadas. Este proceso lo realizamos a través de reuniones informativas con las autoridades correspondientes y posteriormente, se oficializan principalmente a través de cartas de no pertinencias (donde se dan las razones por las cuales no se requiere ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental a través de una DIA o

EIA), las cuales son sometidas a revisión y posterior aprobación de la COREMA de la región en que está ubicado el proyecto.

En la **tabla N°1** se entrega un resumen de los logros del año 2009 relacionados a los proyectos que han ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

A su vez, en los proyectos que están en etapa de desarrollo, hemos intensi-

ficado las actividades previas al ingreso al sistema de evaluación ambiental, dentro de las que podemos destacar la ejecución de campañas de prefactibilidad ambiental. Estas campañas, en las cuales trabajan mano a mano el área de proyectos de ingeniería con el área ambiental, permiten identificar tempranamente las áreas de un proyecto que requieran un mayor trabajo ambiental y



Nuestro Operador de Embalse, Alberto Barraza, en la cámara de carga de la Central Hidroeléctrica Chacabuquito

de este modo, hacer las modificaciones necesarias al mismo, antes de que éste ya esté en la etapa oficial de evaluación ambiental. Ejemplo de lo anterior ha sido el proyecto de la Línea de Alta Tensión de San Pedro-Ciruelos.

También hemos continuado con la política de efectuar Participaciones Ciudadanas Tempranas (PCT) para los principales proyectos en desarrollo. A través de estas iniciativas, procuramos establecer un sistema de comunicación efectiva y funcional para poder identificar los requerimientos de información de la comunidad, relacionados con el proyecto y con la protección del medioambiente. Un ejemplo de lo anterior, ha sido todo el proyecto de la central mini-hidro La Mina, ubicada en la Región del Maule, donde el área ambiental junto al área de proyecto y a la de asuntos corporativos, han llevado a cabo un intenso programa de reuniones con las

autoridades comunales, los servicios evaluadores y las comunidades, con el objetivo de identificar tempranamente los puntos de potenciales conflicto, y más importante aún, para identificar los intereses de las comunidades y buscar las compatibilidades con el proyecto. Es importante tener presente que las actividades indicadas anteriormente son voluntarias y previas al inicio formal de los procesos de obtención de los permisos ambientales que establece la ley chilena, a través del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

Un cambio regulatorio que generó mucha actividad este año en el mundo ambiental, fue la puesta en vigencia de la ley de bosque nativo, que significó el inicio de una nueva manera de manejar los temas forestales en los proyectos. Para nosotros, el EIA del proyecto Angostura fue la prueba de fuego, y debemos mencionar que la pasamos con éxito, debido

*La puesta en vigencia de la ley de bosque nativo generó mucha actividad este año.*

a la aprobación del Informe de Expertos, el Plan de Manejo de Preservación y el Informe Intervención o Alteraciones de carácter imprescindible, que eran documentos nuevos que se debieron generar y presentar. Dado la gran cantidad de proyectos que tenemos, y que prácticamente todos incluyen la variable forestal, decidimos crear la Unidad de Gestión Forestal que tiene por objetivo coordinar todas las actividades forestales de los diferentes proyectos, tanto en su etapa de elaboración y evaluación como en la etapa de desarrollo.

### SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL PARA CENTRALES EN OPERACIÓN

Tenemos 21 centrales en operación, muchas de las cuales tienen una Resolución de Calificación Ambiental (RCA) y por lo tanto tienen compromisos ambientales establecidos que tenemos que cumplir en su etapa de operación. Adicionalmente existe una amplia y creciente normativa asociada a temas ambientales que aplican en cada central. Debido a lo anterior, este año fortalecimos la gestión ambiental en las centrales, designando un supervisor de Medioambiente, Seguridad y Salud Ocupacional en varias centrales. Los supervisores tienen la responsabilidad de apoyar en lograr los objetivos de la política integrada de Medioambiente y Seguridad y así obtener una operación sustentable en todas nuestras centrales.

Para poder cumplir con lo anterior, tener en aplicación un Sistema de Gestión Ambiental organizado es básico, y es por ello que a partir del año 2002, iniciamos la implementación en las instalaciones de la Compañía, del Sistema de Gestión Ambiental (SGA) apoyado en los requisitos establecidos por las normas ISO 14.0001, que fijan los estándares de reconocimiento internacional para cualquier sistema de gestión ambiental. Esto último nos ha permitido ordenar los esfuerzos administrativos y de gestión relacionados con actividades de índole ambiental, o que puedan eventualmente provocar impactos ambientales en el entorno. De esta forma, los ejecutivos y trabajadores contamos con una estruc-



Cámara de carga, Central Hidroeléctrica Quilleco



# 60%

CENTRALES YA CUENTAN CON  
LA CERTIFICACIÓN ISO 14.001



Casa de máquinas y transformador de poder, Central Hidroeléctrica Chacabuquito

tura organizacional y pautas de manejo ambiental establecidas y debidamente probadas.

Posteriormente, decidimos ampliar el SGA a un Sistema de Gestión Integrado (SGI), incorporando esta vez los temas de seguridad y salud ocupacional, y para ello optamos por aplicar los conceptos de la norma OHSAS 18.001/2007. Lo anterior ha sido un proceso largo y podemos informar que a la fecha el 60% de las centrales de la Compañía ya cuentan con la certificación ISO 14.001 y que el año 2010 esperamos certificar el 100% de las centrales tanto bajo la norma ISO14.001/2004 como también la norma OHSAS 18.001/2007. Durante el año 2009, las centrales certificadas bajo la norma ISO 14.001, fueron sometidas a un proceso de recertificación, que estuvo a cargo de la empresa internacional Bureau Veritas, y podemos informar con satisfacción que recertificamos exitosamente el 100% de estas instalaciones, que representan en conjunto un 77% de la potencia instalada de Colbún.

Durante el periodo, no registramos incidentes ambientales en las unidades generadoras y debemos destacar que reci-

bimos una cantidad importante de visitas de fiscalización en las instalaciones por parte de la autoridad ambiental y servicios públicos a través de los Comités Operativos de Fiscalización, que concluyeron satisfactoriamente.

#### FOMENTO A LAS ERNC

En la sección "Proyectos de Inversión" detallaremos los proyectos de energías renovables no convencionales ("ERNC") que estamos estudiando e implementando.

En este contexto, cabe mencionar la Ley No. 20.257, una modificación a la Ley General de Electricidad, que fue promulgada en 2008. Esta modificación promueve el uso de las ERNC y define los diferentes tipos de tecnologías consideradas como tal. Bajo esta ley, para el período comprendido entre 2010 y 2014, las empresas de generación tienen que suministrar el 5% de la totalidad de sus obligaciones contractuales asumidas después del 31 de agosto 2007, con ERNC. La obligación de suministro de electricidad con ERNC se incrementará anualmente en un 0,5% hasta alcanzar

*Con las centrales Chiburgo (19 MW) y San Clemente (5 MW) daremos cumplimiento a las exigencias de la ley de ERNC en 2010.*



el 10% del total de las obligaciones contractuales en el año 2024.

Para el año 2010, Colbún dará cumplimiento a las exigencias de la Ley recién mencionada, mediante la mini-central hidroeléctrica Chiburgo que posee una potencia de 19 MW y la mini central San Clemente, de 5,4 MW de potencia máxima y que actualmente se encuentra en etapa de construcción. Ambas centrales forman parte del complejo Colbún en la Región del Maule.

#### CAMBIO CLIMÁTICO

Conscientes que el cambio climático es uno de los más grandes desafíos a nivel internacional, el cual se traducirá en diversos tipos de exigencias para las empresas en Chile, en Colbún ya hemos avanzado con iniciativas concretas en este ámbito. En términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por ejemplo, la central Chacabuco (29 MW) fue la primera de su tipo en ser registrada bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de Naciones Unidas en 2007 y en 2008, registramos dos nuevas centrales hidroeléctricas bajo el mismo mecanismo (Quilleco, de 70 MW, y Hornitos, de 55 MW).

Durante 2009 hemos continuado avanzando en esta línea, y podemos decir que ha sido un año fructífero en hitos vinculados al combate contra el cambio climático, tales como:

- » El inicio del proceso de registro MDL del proyecto de la mini central hidroeléctrica San Clemente (5,4 MW).
- » La integración de los procedimientos asociados al Mecanismo de Desarrollo Limpio al Sistema de Gestión Integrado de Colbún, permitiendo de esta manera integrar la variable del

cambio climático a la gestión normal de la Compañía.

» En julio, Colbún se transformó en la primera empresa chilena en reportar sus emisiones de gases de efecto invernadero a través del Carbon Disclosure Project, principal organización independiente a nivel internacional que promueve la medición de las emisiones de carbono de empresas privadas y entidades gubernamentales, agrupando a más de 3.700 instituciones en el mundo.

» En noviembre, Colbún adhirió a la iniciativa The Prince's Mayday Network, principal movimiento de empresas para tomar acción sobre el cambio climático, comprometiéndose a reportar sus emisiones de gases de efecto invernadero y a movilizar a sus empleados para que reduzcan su huella de carbono tanto en su hogar como en la empresa.

» En diciembre, en conjunto con la Pontificia Universidad Católica de Chile, con el proyecto "Fortalecimiento de capacidades para enfrentar los desafíos del cambio global en Chile", postulamos a un concurso de cofinanciamiento público para la innovación del comité Innova-Chile de CORFO, el cual fue adjudicado en el mes de enero del año 2010.

A estas iniciativas se suma el convencimiento de que es posible desarrollar una cartera de proyectos de energías renovables no convencionales que, junto con ser competitiva, limpia y segura, permita reducir la emisión de gases de efecto invernadero y, de esta manera, realizar un aporte concreto al combate contra el cambio climático. ■■■



# Reforzamiento en el desarrollo de programas de prevención de riesgos

Durante el año 2009, integramos a los supervisores de Medioambiente, Seguridad y Salud Ocupacional en cada una de las operaciones, con el fin de mantener un seguimiento más intenso y efectivo de nuestras normas de seguridad.

LA SEGURIDAD DE NUESTROS colaboradores como de nuestras instalaciones y de la comunidad que nos rodea, es un deber para nosotros, tal como está establecido en la política integrada de Medioambiente, Seguridad y Salud Ocupacional. Para ello debemos mantener un programa de prevención de riesgos en el trabajo, desarrollando una serie de actividades orientadas a cautelar la vida y la salud de sus trabajadores. Esto nos ha permitido realizar una gestión y mejoramiento continuo en el logro de este objetivo.

La generación de cada kWh implica la ejecución de un sinnúmero de actividades, todas con un cierto nivel de riesgo, con el cual tenemos que convivir y saber manejar. Durante el año 2009 integramos, tal como se mencionó anteriormente, a los supervisores de Medioambiente, Seguridad y Salud Ocupacional en cada uno de los complejos, los que han permitido mantener un seguimiento más intenso y efectivo de nuestras normas de seguridad en el desarrollo de nuestras operaciones. Una de las actividades que

en nuestras operaciones es intensa, tanto en la operación de las centrales como en el desarrollo de los proyectos en construcción, y que tiene un riesgo de consideración asociado, es la conducción de vehículos menores, y por ello comenzamos a entrenar a nuestros conductores con un nuevo curso de manejo a la defensiva, denominado "Prevención y Tiempo", que considera elementos novedosos y efectivos de cómo manejar en forma más segura. A la fecha ya hemos entrenado a 215 conductores que representan un 52% del total de colaboradores que necesitan conducir como parte de sus actividades laborales.

Asimismo, gracias a nuestros altos estándares en materia de prevención de riesgos mantuvimos las certificaciones y premios entregados por la mutualidad a la cual estamos adheridos. Como parte del mejoramiento continuo, mantendremos en el año 2010 el programa preventivo, el cual será auditado en forma interna y externa por la mutualidad respectiva. ■■■



Túnel de reclamo de la planta de carbón de la futura Central Térmica Santa María I



PROYECTOS DE INVERSIÓN

---

**Colbún**  
**invierte para**  
**diversificar**  
**riesgos e**  
**incrementar su**  
**competitividad**

---



# Fuerte plan de inversiones en proyectos de gran magnitud

El plan de inversiones se focaliza en la incorporación de capacidad renovable competitiva y generación térmica eficiente.

EN COLBÚN ESTAMOS ESTUDIANDO e implementando un importante plan de inversiones con proyectos de gran magnitud, tanto en generación hidráulica como térmica, lo que nos permitirá mantener una posición destacada dentro de la generación nacional y continuar la diversificación de nuestros riesgos de generación.

Entre estas iniciativas destacan los proyectos hidráulicos San Pedro (150 MW) y Angostura (316 MW), además de aquellos que se desarrollarán sobre la base de otros derechos de agua que poseemos. Esta capacidad será complementada con el proyecto termoeléctrico Santa María I de 342 MW, con los más altos estándares medioambientales, y que será el componente térmico eficiente que incrementará la seguridad del suministro a nuestros clientes. En resumen, estamos enfocados a la incorporación de capacidad renovable competitiva, con su necesario complemento térmico eficiente.

A continuación, detallamos nuestros principales proyectos.

## PROYECTOS EN EJECUCIÓN

### *Proyecto Central Térmica Santa María I*

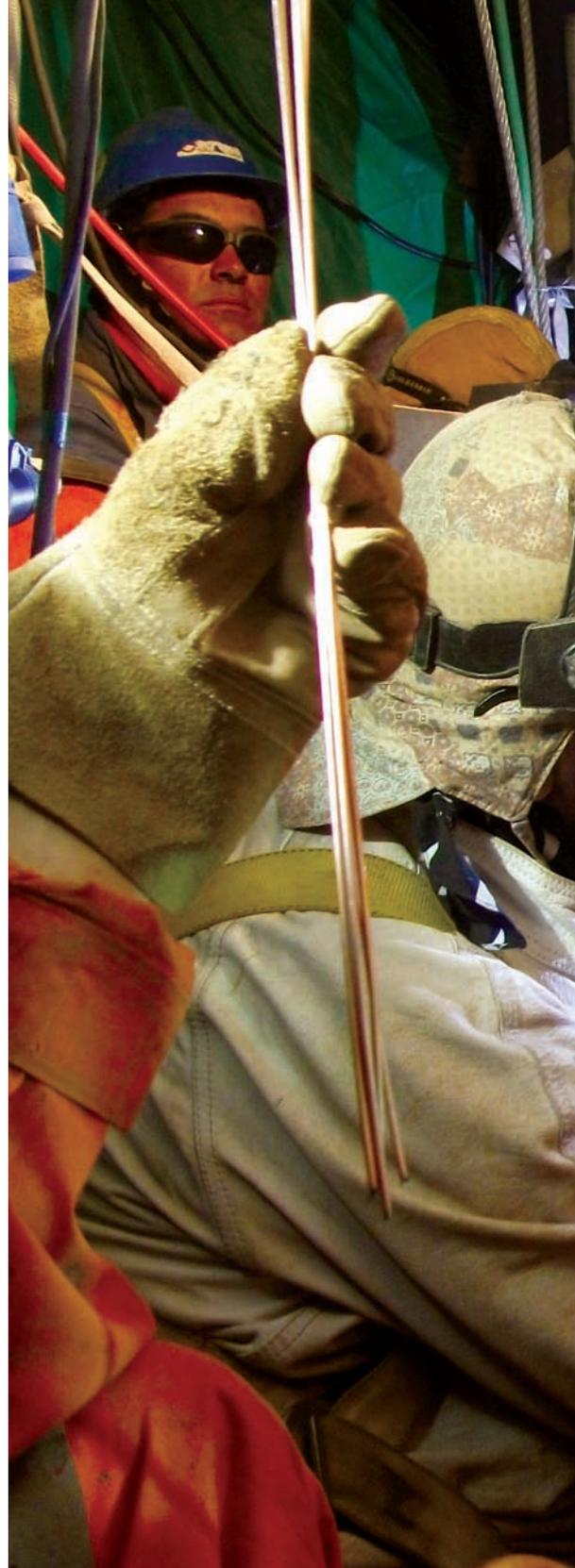
**DESCRIPCIÓN:** En la **comuna de Coronel**, en la **Región del Bío Bío**, una nueva central térmica está tomando forma: la Central Térmica Santa María I. Esta central está equipada con una turbina a vapor, de aproximadamente 342 MW de potencia, y con una caldera a carbón de nueva generación, que utiliza tecnologías más limpias que permiten una alta eficiencia, disminuyen las emisiones y que significaron una importante inversión. Es así como un avanzado sistema removedor de partículas (precipitador electrostático) elimina el 99,6% del material particulado. Por otra parte, la central estará equipada con un desulfurizador a base de agua de mar, el cual elimina el 78% del dióxido de azufre SO<sub>2</sub> emitido por los gases de la caldera, sin producir productos auxiliares, transformando a Colbún en uno de los pioneros en Chile en especificar este tipo de elementos en una central. También cabe mencionar, que la central está equipada de una de las más modernas canchas de manejo de carbón automatizada y semi-cubierta.

**AVANCE:** A diciembre del 2009, todos los suministros importantes habían llegado al sitio de la obra, tales como la caldera (estructura y partes en presión), turbina y generador, condensador, FGD, precipitador electrostático, transformadores, bombas y motores principales, etc. Además, se terminó la construcción de la chimenea, sala de turbina, planta de manejo de carbón (descarga), obras civiles del sistema de refrigeración por agua de mar y subestación GIS. Se destaca también la finalización del montaje de la estructura metálica primaria de la caldera, la cual permite iniciar el montaje de las partes en presión de la caldera (hecho demostrado por el montaje del domo) y el progreso del montaje de la turbina-generador. La entrada en operación de la central está programada para el 2011.

**TEMAS AMBIENTALES:** En lo que se refiere a los temas ambientales del proyecto, el programa de control ambiental durante la construcción ha seguido su curso y hemos continuado con: la Auditoría Ambiental Independiente que lleva a cabo el EULA, las campañas de monitoreo de ruido (diurna y nocturna) en distintos puntos localizados en la ciudad de Coronel, la campaña de monitoreo de calidad del aire, y la campaña de monitoreo marino en la bahía de Coronel, a la que últimamente se ha agregado en forma voluntaria, un sistema de medición continua de temperaturas en el agua en distintos puntos de la bahía, que permitirá ampliar el conocimiento de las características del mar en el punto de toma y devolución de aguas de enfriamiento necesarias para la operación de la central.

La operación de la central Santa María generará un volumen importante de cenizas de aproximadamente 60.000 toneladas anuales, para lo cual estamos estudiando alternativas para el futuro uso de ellas o en su defecto disponer de un lugar de acopio de respaldo. Luego del análisis de varios terrenos posibles para este acopio, se ubicó un sitio muy conveniente a 12 km de la central Santa María. Para este sitio se desarrolló un proyecto y posteriormente se elaboró una DIA que se ingresó en octubre de 2009, y que actualmente están en proceso de evaluación por parte de los servicios públicos.

**COLBÚN, BUEN VECINO:** Desde su inicio en 2006, la construcción de la central Santa María ha estado en permanente contacto con la comunidad del sector sur de Coronel, llevando a cabo actividades que permitan desarrollar relaciones colaborativas mejorando el capital humano, la calidad de vida y generando oportunidades en nuestros vecinos directos. Con el fin de mejorar la coordinación con nuestros vecinos, durante el 2009 se creó la "Mesa por el Desarrollo del Sector Sur de Coronel" que integran 11 juntas de vecinos aledañas al



## EL PROYECTO EN NÚMEROS

**200** órdenes de compras por equipos, con aproximadamente

**25** países distintos, de las cuales podemos destacar

**1** planta desalinizadora y desmineralizadora,

**1** equipo desulfurizador capaz de reducir la emisiones de Sulfuros empleando agua de mar.

**17.000** toneladas de estructura metálica.

**7.000** toneladas de acero de refuerzo para los

**42.000** m<sup>3</sup> de hormigón armado.

Las partes en presión de la caldera están constituidas de más de soldaduras de alta precisión.

**29.000**

Trabajo de soldaduras de precisión en las partes de presión de la caldera de la futura Central Térmica Santa María I



Ceremonia de entrega de los Fondos de Desarrollo Social, proyecto Santa María, Coronel

*Colbún financió una muestra itinerante del MIM que contó con la asistencia de más de 5.000 personas.*

proyecto. A través de reuniones periódicas hemos desarrollado en conjunto una nutrida agenda de proyectos que van en directo beneficio de nuestros vecinos. En coordinación con el Municipio, se ejecutaron programas de desarrollo de infraestructura social, habilitación de espacios comunitarios, eventos educativos y campeonatos deportivos, entre otros. Podemos destacar las siguientes iniciativas que se realizaron durante el año 2009:

» Fondos de Desarrollo Social: con el fin de satisfacer las diversas necesidades, en conjunto con las juntas de vecinos del sector sur de Coronel, se diseñó un Fondo de Desarrollo Social abierto a las organizaciones sociales territoriales, con el objetivo de aportar con recursos a proyectos que tiendan a mejorar la calidad de vida de las comunidades. El Fondo, se lanzó durante el año 2009 y su primera etapa permitió desarrollar seis proyectos de ampliación

de sedes sociales, un proyecto de equipamiento, dos postulaciones a pavimentaciones participativas y dos proyectos de talleres comunitarios.

» Eventos con la Comunidad (Día del Niño, Fiesta de la Primavera de Coronel, Navidad): bajo un esquema cooperativo, se apoyaron varias actividades del sector sur durante el año donde participaron hasta 3.000 niños.

» Muestra del Museo Interactivo Mirador: en organización conjunta con la Dirección de Educación Municipal de Coronel, se implementó una muestra itinerante del MIM, que fue presentada en el Gimnasio Municipal en noviembre. La iniciativa tuvo una muy buena acogida y contó con la asistencia de más de 5.000 personas, incluyendo a 20 escuelas municipalizadas, 15 colegios particulares subvencionados y cientos de vecinos de Coronel.



**Ceremonia de cierre del campeonato de futbolito "Copa Confraternidad", Coronel**

» Campeonato de Futbolito "Copa Confraternidad": en conjunto con la Municipalidad de Coronel y con la Fundación Iván Zamorano se desarrolló un campeonato de futbolito para los establecimientos educativos de enseñanza básica ubicados en el sector sur de la Comuna de Coronel. 8 Escuelas, 240 jugadores, participaron en el campeonato. Los ganadores obtuvieron una gira a Santiago y una visita a las Instalaciones de la Fundación Iván Zamorano, quien personalmente participó de la ceremonia de cierre.

» Instalación de una Plaza Activa en Parque Sector Sur: en conjunto con la Municipalidad de Coronel se inauguró la primera Plaza Activa del sector sur de Coronel con quince máquinas de ejercicio. Esta iniciativa, ofrece gratuitamente gimnasios al aire libre que fomentan la vida sana, el deporte y la entretención.

Con el fin de mantener una comunicación fluida y transparente con nuestros vecinos e informar de los avances del proyecto se desarrollaron las siguientes actividades:

» Día de Puertas Abiertas: durante el año 2009, la central Santa María abrió sus puertas periódicamente para visitas educativas, las que se culminaron con un gran evento en septiembre donde asistieron más de 1.200 personas.

» Creación del Boletín "Más Energía": en agosto se lanzó un boletín informativo bi-mensual que tiene como objetivo informar de una manera amigable y cercana a la comunidad, tanto de los avances del proyecto como de las actividades que se están desarrollando. El boletín tiene un tiraje de 5.000 unidades y se reparte casa a casa en nuestros vecinos directos y autoridades locales.

» Línea 800: para atender de manera oportuna las distintas inquietudes de nuestros vecinos se implementó una línea 800 donde los vecinos pueden contactar a ejecutivos del proyecto y aclarar las dudas que aparezcan.

Empleo y capacitación: la envergadura del proyecto presenta una fuente importante de trabajo y capacitación en la zona. Durante el año 2008 la dotación promedio del proyecto Santa María alcanzó a 757 personas, cifra que ascendió a 2.229 en 2009. Cabe destacar que la mano de obra regional representó en promedio 75%, de los cuales 35% fueron de las comunas de Lota y Coronel. Con el fin de maximizar la mano de obra local, se potenciaron programas de capacitación, especialmente en áreas de interés de la central (electricidad, soldadura, oleo hidráulica e instrumentación y control). Durante el ejercicio 2009 se capacitaron 143 personas, en comparación a 60 personas el año 2008.



Proyecto de construcción de la línea de transmisión Santa María – Charrúa

### *Proyecto Línea de transmisión Santa María–Charrúa*

DESCRIPCIÓN: La línea de transmisión Santa María–Charrúa permitirá que la energía generada por la Central Santa María I sea entregada al Sistema Interconectado Central (SIC), mediante una línea de transporte de 2x220 kV, con una capacidad máxima de 900 MVA por circuito. La línea transportará la energía desde una subestación encapsulada (GIS) ubicada en la central hasta la subestación Charrúa, distante unos 75 km, en la **comuna de Cabrero**.

AVANCE: Durante el transcurso del año 2009, se completó la recepción de los suministros principales: conductor, estructuras, cable de guardia y ferretería. Se avanzó en las negociaciones con propietarios que, en un número cercano a los 180, se ven afectados por el paso de la línea, logrando autorizaciones de ingreso en el 99% de los casos. Para lograr lo anterior se intensificó el esfuerzo en las negociaciones con propietarios e incluso hubo que desarrollar una variante en 8 km del trazado, la que fue presentada a las autoridades ambientales de la Región recibiendo la aprobación de esta modifi-

cación en mayo. Paralelamente, fueron adjudicados los contratos principales de construcción de la línea y de los dos paños de conexión en la subestación Charrúa. En el aspecto constructivo, cabe destacar que las intensas lluvias registradas durante el año han significado un grado adicional de dificultad en la construcción de esta línea, por imposibilitar el acceso a ciertos sectores del trazado. No obstante lo anterior, no se ve inconvenientes para que la línea esté disponible para la fecha en que la requiera la CT Santa María I.

TEMAS AMBIENTALES: Este proyecto también significó una importante actividad ambiental, en la cual tuvimos éxito debido a la aprobación de tres cartas de no pertinencia y un recurso de reposición, que se relacionaban a cambios menores del proyecto, pero que son importantes para su ejecución. Adicionalmente, se está llevando a cabo una Auditoría Ambiental Independiente que no ha detectado dificultades hasta la fecha.

La conexión entre el **COMPLEJO SANTA MARÍA y CHARRÚA** requiere montar

**208 TORRES**

y **75 km** DE CONDUCTOR



*Proyecto Central Hidroeléctrica San Clemente*

DESCRIPCIÓN: La central hidroeléctrica San Clemente es un proyecto que estamos desarrollando en el contexto de la Ley 20.257 que promueve el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Se encuentra en la comuna del mismo nombre a unos 35 km al oriente de la ciudad de Talca, en la Región del Maule.

Este proyecto consiste en aprovechar energéticamente las aguas de filtraciones del embalse Colbún, que se entregan en la ribera norte del río Maule al sistema de Riego Maitenes. La Quebrada Sanatorio, desde la salida del túnel Maitenes hasta unos 2,5 km aguas abajo, presenta un desnivel de más de 35 m, que es aprovechado por este proyecto. Así, con una altura neta de caída de 36 m y un caudal de diseño de 17 m<sup>3</sup>/s, se obtiene una central cuya potencia instalada será de 5,4 MW.

Esta central, a pesar de ser un proyecto de menor envergadura, además de sus propias complejidades técnicas, posee las mismas restricciones ambientales, administrativas y normativas de cualquier proyecto hidroeléctrico, por lo cual ha requerido de una organización que, además del manejo propio de los contratos de obras civiles, suministros y montajes, sea capaz de relacionarse con la comunidad y con las autoridades regionales, comunales y de servicios.

AVANCE: A comienzos del segundo trimestre se logró cumplir con los requisitos para iniciar la construcción de las obras civiles logrando a diciembre un avance real de un 65%. Actualmente, se encuentra montada la turbina y el resto de los equipos está disponible en terreno para su pronta instalación.

Durante el año, además, se concretó la compra y/o servidumbre de los terrenos afectados por el proyecto y se obtuvieron todos los permisos necesarios para la construcción, es decir, la aprobación del proyecto de obras hidráulicas por parte de la Dirección General de Aguas; la aprobación de los



Compuertas en la bocanoma, Proyecto de la Central mini-hidro San Clemente

LA CENTRAL MINI-HIDRO  
SAN CLEMENTE DE SÓLO **5,4 MW**  
PERMITIRÁ SATISFACER  
EL CONSUMO DE  
APROXIMADAMENTE **45.000 personas**

planes de manejo forestal por parte de la CONAF; y la aprobación del proyecto de cruce del camino público por parte de la Dirección de Vialidad de la Región del Maule.

La energía media anual que generará esta central se estima en 23,7 GWh, que se inyectarán al Sistema Interconectado Central (SIC) en la subestación Chiburgo.

TEMAS AMBIENTALES: El programa de control ambiental durante la construcción ha seguido su curso y hemos continuado con la Auditoría Ambiental Independiente. El proyecto desde el punto de vista ambiental ha tenido un desarrollo normal, y en septiembre

del 2009, obtuvimos la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto de la Línea de Alta Tensión San Clemente-Chiburgo, de 66 kV, que evacuará la energía de esta central, y que ya está en proceso de construcción para la puesta en servicio de la central durante el primer semestre de 2010.

COLBÚN BUEN VECINO: Durante el año 2009 y en conjunto con la comunidad de Sanatorio, construimos una sede para la Junta Vecinal y desarrollamos una ampliación de red de agua potable que permite abastecer a 30 familias de la comuna de San Clemente.

### Proyecto Central Hidroeléctrica San Pedro

DESCRIPCIÓN: El proyecto de la central hidroeléctrica San Pedro se ubicará a unos 25 km al nororiente de la comuna de Los Lagos, en la provincia de Valdivia de la Región de Los Ríos, y considera aprovechar las aguas del río homónimo mediante una central ubicada en el tramo que va entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue.

Este proyecto tendrá una capacidad instalada de aproximadamente 150 MW y una generación media anual cercana a los 960 GWh, que se inyectarán al Sistema Interconectado Central (SIC), a través de un tendido eléctrico de alta tensión hasta la subestación Ciruelos. La operación de la central será de manera tal que permita mantener inalteradas las condiciones hidrológicas del río aguas abajo de la central.

El lugar donde se construye la central presenta interesantes desafíos desde el punto de vista técnico e hídrico. Es sabido que ésta es una de las zonas de mayor pluviosidad del país, lo que ha significado haber tenido que adecuar ciertos sistemas constructivos para garantizar la seguridad de las obras, de las personas y de los equipos.

AVANCE: Al cierre del año 2009, se había terminado la construcción de los 8 kilómetros de los dos caminos de acceso a las obras. Se iniciaron los trabajos de construcción de las obras principales de la central específicamente los túneles de desvío que permitirán el posterior encausamiento de las aguas del río San Pedro. Igualmente se comenzó a desarrollar el contrato del suministro de compuertas del vertedero de la presa. Además, hemos iniciado el proceso de licitación de los contratos de obras civiles más importantes, tales como el de construcción de la presa, el de construcción del túnel de aducción y casa de máquinas, como así también el de suministro y montaje de los equipos electromecánicos principales. Se estima que la central entrará en operación a fines del año 2012.



Se estima que la central hidráulica San Pedro de **150 MW** tendrá un factor de planta promedio de **71%**

TEMAS AMBIENTALES: Dimos inicio a la Auditoría Ambiental Independiente, las campañas de monitoreo de calidad del agua del río San Pedro, e iniciamos las actividades de la estación ecológica que tiene por objetivo final mantener la diversidad y abundancia de la fauna íctica del río San Pedro.

COLBÚN, BUEN VECINO: De forma paralela, hemos continuado con las obras de apoyo a la comunidad, tales como:

» Apoyo al Básquetbol: con el fin de potenciar el deporte en las comunas de Panguipulli y Los Lagos, Colbún firmó un convenio con el Club Deportivo Valdivia que permite desarrollar Clínicas de Básquetbol, campeonatos,

presentaciones y capacitaciones a entrenadores locales en las municipalidades respectivas.

» Terminal de Buses: cómo parte de las compensaciones del proyecto, en enero del 2009 se compró un terreno de 8.000 m<sup>2</sup> para la implementación del terminal de buses. Durante el año se ha desarrollado el proyecto en conjunto con la Municipalidad de Los Lagos y se espera empezar su construcción durante el 2010.

» Playa Panguipulli: cómo parte de las compensaciones del proyecto, en noviembre del 2009 presentamos y ejecutamos la primera fase del proyecto "Mejoramiento de costanera y playa Panguipulli".



Colbún se incluye en la nómina de auspiciadores del Club Deportivo Valdivia

» Balneario Riñihue: para dar cumplimiento a la compensación del proyecto San Pedro en la comuna de Los Lagos, la Compañía compró en un terreno de 4.3 Ha aproximadamente. Trabajamos en conjunto con la Municipalidad de Los Lagos para la implementación de un balneario en el terreno.

» Apoyo a las Comunidades Indígenas del Sector: Colbún ha apoyado a 2 comunidades indígenas cercanas al proyecto San Pedro a través de becas escolares, apoyo y capacitación en agricultura, ganadería y forestal y compra de implementos para desarrollo productivo. Se espera seguir acompañando a estas comunidades con el fin de apoyar su emprendimiento y transformarlo en una actividad autosustentable.

#### **Proyecto Línea de transmisión San Pedro–Ciruelos**

El proyecto Línea de transmisión San Pedro–Ciruelos, que permite evacuar

la energía de la Central San Pedro al SIC, consiste en una línea de 40 km, aproximadamente, en simple circuito. Las principales actividades desarrolladas durante el año 2009 fueron la definición del trazado que minimice el impacto ambiental, la ejecución de la ingeniería básica y de la ingeniería de detalles, la elaboración de los estudios ambientales, que culminaron con la presentación de la DIA del proyecto en enero 2010.

Además se acordó con Transelec la ejecución de la ingeniería básica para la ampliación de la subestación Ciruelos. Adicionalmente estamos trabajando en la presentación de la solicitud de concesiones eléctrica y el inicio de las negociaciones con los propietarios. En paralelo efectuamos la campaña de difusión del proyecto con los alcaldes de las comunas de San José de la Mariquina, Máfil y Los Lagos para informarles y explicarles el trazado del proyecto.

## CENTRAL HIDROELÉCTRICA ANGOSTURA EN NÚMEROS

**315** MW de capacidad

**400** metros entre la obra  
de toma y la evacuación

**50** metros  
de altura media

**1** metro de variación máxima  
de la cota del embalse



Maqueta del Proyecto de la Central  
Hidroeléctrica Angostura

### *Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura*

DESCRIPCIÓN: El proyecto de la central hidroeléctrica Angostura, que considera aprovechar los recursos hídricos de los ríos Bío Bío y Huequecura mediante la construcción de una presa, obtuvo la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) en septiembre 2009. Este proyecto contempla una capacidad instalada de aproximadamente 316 MW y una generación media anual de 1.542 GWh. La central se ubicará a unos 63 km al sur oriente de la ciudad de Los Ángeles, y a 18 km aguas arriba de las ciudades de Santa Bárbara y Quilaco, en la Provincia de Bío Bío, Región del Bío Bío. La energía eléctrica generada se inyectará al Sistema Interconectado Central (SIC), a través de un tendido eléctrico de alta tensión hasta la subestación Mulchén.

AVANCE: A partir del año 2009, se dio inicio a la construcción de nuevas viviendas para la reubicación de 14 familias conside-

radas dentro del plan de relocalización anticipado. Estas familias están siendo asistidas por empresas especializadas que les brindan apoyo psicosocial en la adaptación a sus nuevas casas y en el apoyo productivo, en capacitación y planes de negocios sustentables, logrando reubicar a 6 familias durante el año 2009.

En el mes de junio, la Dirección General de Aguas otorgó los derechos de aprovechamiento eventuales. Durante los meses de julio y agosto de 2009 se ingresó a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles la solicitud de concesión eléctrica, iniciando las notificaciones a los propietarios de terrenos dentro del área de nuestro proyecto. Paralelamente, se adjudicó el contrato de ingeniería de detalle de la central. En noviembre de 2009 se respondió a las consultas técnicas efectuadas por la Dirección General de Aguas por la solicitud del permiso de construcción de las Obras Hidráulicas. En el mes de diciembre se adjudicaron los contratos de construcción de los caminos de reposi-

ción y se inició la etapa final del proceso de licitación para la construcción de las obras civiles principales y para el suministro del equipamiento electro e hidromecánico, contratos que están programados iniciar durante el primer trimestre del 2010.

TEMAS AMBIENTALES: El EIA correspondiente a este proyecto se ingresó al sistema de evaluación en septiembre del 2008, y durante la primera mitad del año 2009, nos vimos abocados a elaborar las respuestas a las observaciones hechas por los servicios evaluadores, que se relacionaban al reasentamiento de las familias, al tema forestal, al manejo ictico, a los caminos, por mencionar algunos. Lo anterior se concretó en tres adendas. La aprobación del proyecto en la COREMA en septiembre del 2008, demuestra que pudimos dar respuesta satisfactoria a todas las observaciones planteadas. Una vez aprobado el proyecto, se iniciaron las actividades ambientales previas, siendo la más relevante la gestión de los planes de manejo forestal de obras.



Manifestaciones superficiales en la concesión de exploración geotérmica Alitar, Región de Antofagasta

## PROYECTOS EN DESARROLLO

### *Proyecto central térmica a carbón Santa María II*

Colbún cuenta con el permiso ambiental para la construcción de una segunda unidad similar a la primera unidad que está actualmente en construcción como mencionamos anteriormente.

Luego de un proceso de licitación internacional para la ingeniería, fabricación, construcción y puesta en servicio de la segunda unidad de carbón del Complejo Térmico Santa María de Coronel, seleccionamos en marzo 2010, a la empresa coreana Posco E&C. De acuerdo a lo convenido en el contrato, Colbún tendrá hasta el 31 de diciembre de 2010 para decidir a su opción la construcción de esta segunda unidad. Durante los próximos meses complementaremos los estudios y las evaluaciones del proyecto tanto desde el punto de vista comercial y financiero, para definir oportunamente el ejercicio de la opción y el inicio de las obras si correspondiera.

### *Proyectos hidroeléctricos en estudio*

Estamos realizando estudios de prefactibilidad técnica, económica y ambiental de diversos proyectos hidroeléctricos, que utilizarían derechos de agua que poseemos en las Regiones de Valparaíso y del Maule, principalmente, que nos permitirán desarrollar proyectos por aproximadamente 500 MW.

Entre ellos, el proyecto que presenta más avance es la Mina. Una central de pasada ubicada en el río Maule aguas

arriba del embalse Colbún, en la comuna San Clemente, región del Maule. Tiene una potencia de diseño de 30 MW y se espera que genere en el orden de 180 GWh al año. La Evaluación de impacto Ambiental del proyecto ya inició su proceso de tramitación en el mes de marzo 2010.

### *Otros proyectos de Energías Renovables No Convencionales*

Estamos convencidos que Colbún se transformará en uno de los actores principales en el ámbito de las Energías Renovables No Convencionales, en especial en aquellas que son competitivas en la actualidad, permitiendo no sólo dar cumplimiento a las exigencias legales y de los mercados sino también logrando una diversificación de nuestra matriz energética e incrementando su sustentabilidad económica y ambiental.

Colbún se encuentra estudiando diversos proyectos de Energías Renovables No Convencionales, lo que ha sido realizado a través del Fondo Aqua ERNC, creado en 2008 y que ya cuenta con un acuerdo para el desarrollo de una minicentral hidroeléctrica con los derechos de agua de una empresa. También se están estudiando, en distintos niveles de avance, otros proyectos de mini-centrales que utilizarían los derechos de agua de asociaciones de regantes, empresas y particulares.

Por otro lado, durante 2009 instalamos la primera torre de medición del recurso eólico en terrenos de la Compañía, y se logró un acuerdo con terceros para la instalación de una segunda torre de

medición, ambas ubicándose en la Región del Maule.

Una de las energías renovables competitivas que posee un gran potencial en Chile y que Colbún ha tomado la decisión de desarrollar es la energía geotérmica. Para ello, Colbún participó en la licitación de cinco concesiones de exploración geotérmica que llevó a cabo el Ministerio de Minería durante 2009.

Asimismo, Colbún también ha avanzado en el estudio de proyectos de otras ERNC en las que Chile posee un potencial muy atractivo, tales como la biomasa, la energía solar y las energías del océano.

## PROYECTOS EN DESARROLLO JUNTO A OTRAS EMPRESAS

### *Proyecto Hidroeléctrico Aysén*

Participamos en el 49% de la propiedad de Hidroeléctrica Aysén S.A. ("HidroAysén"), sociedad que busca desarrollar el Proyecto Aysén. Este proyecto, que es la principal iniciativa de inversión en desarrollo de energía hidráulica en el país, consiste en la construcción de 5 centrales en la Región de Aysén utilizando los recursos de los ríos Baker y Pascua. La capacidad total instalada ascendería a 2.750 MW. El proyecto fue ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental en agosto 2008 y sigue en ese proceso. ■■■



Caldera de la Central Térmica Nehuenco II



INFORMACIÓN DE CARÁCTER GENERAL

---

# Documentos e información corporativa

---



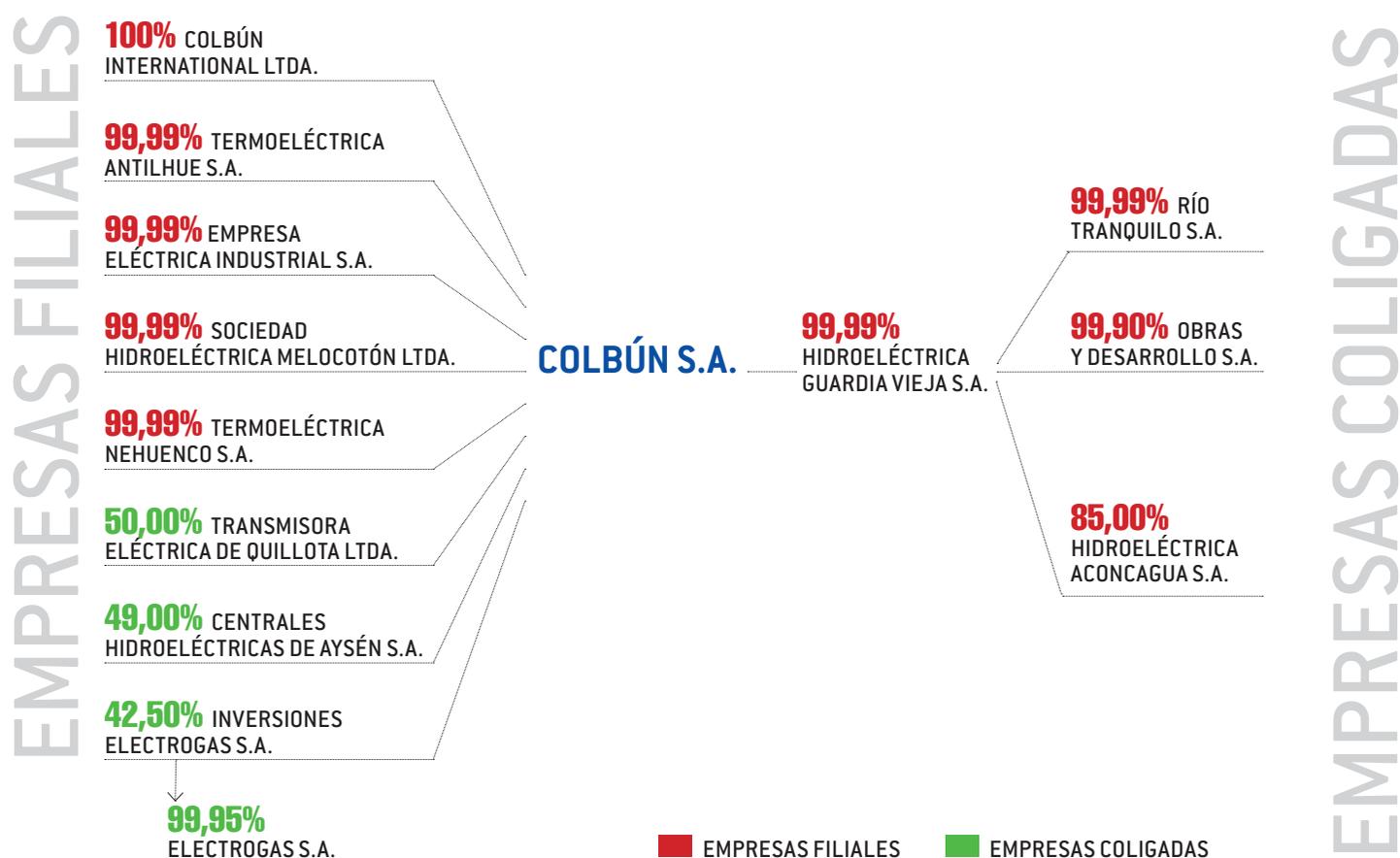
## Identificación de la sociedad

**RAZÓN SOCIAL:** Colbún S.A.  
**ROL ÚNICO TRIBUTARIO:** 96.505.760-9  
**TIPO DE ENTIDAD:** Sociedad Anónima Abierta.  
**INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE VALORES:** N° 0295.  
**AUDITORES EXTERNOS:** Deloitte Auditores y Consultores Limitada.  
**DIRECCIÓN:** Av. Apoquindo 4775, piso 11, Santiago.  
**TELÉFONO:** (56 2) 460 4000  
**FAX:** (56 2) 460 4005  
**SITIO WEB:** <http://www.colbun.cl>

## Documentos constitutivos

La constitución de Colbún S.A., originalmente instituida bajo el nombre de Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., consta en la escritura pública de fecha 30 de abril de 1986, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Mario Baros González, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio de Talca del mismo año, a fojas 86 vuelta número 86, y publicado en el Diario Oficial N° 32.484, del 31 de mayo de 1986. Actualmente, luego de la modificación del domicilio y la razón social, Colbún S.A. se encuentra inscrita en el Registro de Comercio de Santiago a fojas 12.773 número 10.265 del año 1999.

## Estructura de propiedad



## Empresas filiales

Razón Social y naturaleza jurídica	Objeto Social	Datos Generales
TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A.	Generación, transporte, transformación, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 14 de diciembre 2007. Propietaria de la central termoeléctrica Antilhue.
EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.	Producción, transporte, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 31 de diciembre de 1997. Propietaria de la central hidroeléctrica Carena.
TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A.	Producción, transporte, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 13 de abril de 2006. Encargada de la operación de las centrales que conforman el complejo termoeléctrico Nehuenco, ubicado en la comuna de Quillota, V Región, y de la central termoeléctrica Candelaria, ubicada en la comuna de Mostazal, VI Región.
COLBUN INTERNATIONAL LIMITED	Apoyar la optimización de los eventuales negocios internacionales que desarrolle la compañía.	Sociedad de Responsabilidad Ltda. Constituida con fecha 3 de julio de 2001 en la ciudad de George Town, Grand Cayman, bajo las leyes de las Islas Cayman.
HIDROELECTRICA MELOCOTON LTDA.	Realizar estudios de prefactibilidad y desarrollar proyectos de centrales hidroeléctricas y operación de éstas.	Sociedad de Responsabilidad Limitada. Constituida con fecha 1 de julio de 1980. Esta sociedad, si bien no tiene en la actualidad actividades operativas cuenta con derechos de aprovechamiento de aguas para desarrollar proyectos hidroeléctricos.
HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA S.A.	Producción, transporte, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 12 de diciembre de 1984. Es dueña de la central hidroeléctrica Los Quilos y sus filiales Hidroeléctrica Aconcagua S.A. (85%), Río Tranquilo S.A. (99,99%) y Obras y Desarrollo S.A.(99,90%).
Hidroeléctrica Aconcagua S.A. (filial de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.)	Desarrollar el proyecto de la central Aconcagua aprovechando los derechos d e agua que posee dicha empresa en los ríos Juncal y Blanco.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 12 de noviembre de 1990. Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. participa en esta sociedad con el 85% de la propiedad; el 15% restante pertenece a la Corporación Financiera Internacional (I.F.C.). Propietaria de las centrales hidroeléctricas Juncal, Juncalito y Blanco.
Río Tranquilo S.A. (filial de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.)	Generación, transporte, distribución, compra y venta de potencia y energía eléctrica.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 20 de mayo de 2005. Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. es propietaria del 99,99% de las acciones de esta sociedad. Propietaria de la central hidroeléctrica Hornitos.
Obras y Desarrollo S.A. (filial de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.)	Estudiar, ejecutar y construir obras de infraestructura e ingeniería.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 6 de marzo de 1996. Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. es dueña del 99,99% de las acciones de esta sociedad. Propietaria de la central hidroeléctrica Chacabuquito.

(1) Porcentaje de propiedad de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.



Patrimonio (MUS\$)	Utilidad (pérdida) (MUS\$)	Participación Directa e Indirecta	Presidente	Gerente General	Directorio
23.826	(813)	99.99%	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
6.895	70	99.99%	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
(6.356)	(2.158)	99.99%	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
553	(2)	100%	Representante legal: Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>		Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i> Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
534	(8)	99.99%	Representante legal: Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>		
340.129	65.738	99.99%	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
114.286	31.957	85% (1)	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Carlos Campino G.
52.081	20.475	99,99% (1)	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
62.001	16.331	99,9% (1)	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>



## Empresas Coligadas

<b>Razón Social y naturaleza jurídica</b>	INVERSIONES ELECTROGAS S.A.	TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LIMITADA.	CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A.
<b>Objeto Social</b>	Comprar, vender, invertir y mantener acciones de Electrogas S.A.	Transmisión, distribución y suministro de electricidad.	Desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la Décimo Primera Región de Aysén.
<b>Datos Generales</b>	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 11 de marzo de 1999. Inversiones Electrogas S.A. es una compañía cuyos accionistas son Colbún S.A. (42,5%), Endesa S.A. (42,5%) y Enap (15%).	Sociedad de Responsabilidad Limitada. Propietaria de la subestación San Luis, ubicada junto al complejo termoeléctrico Nehuenco y de la línea de alta tensión de 220 KV que une dicha subestación con la subestación Quillota. La Empresa inició sus operaciones comerciales en 1999.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida por escritura pública de fecha 4 de septiembre de 2006, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha.
<b>Patrimonio MCH\$</b>	19.295.904	9.129.491	57.909.326
<b>Utilidad (pérdida) MCH\$</b>	7.282.228	1.119.401	(5.994.071)
<b>Participación Directa e Indirecta</b>	42,50%	50,00%	49,00%
<b>Presidente</b>	Claudio Iglesias G.	Juan Eduardo Vásquez M.	Antonio Albarrán Ruiz-Clavijo
<b>Gerente General</b>	Carlos Andreani L.	Gabriel Carvajal M.	Hernán Salazar Z.
<b>Directorio</b>	Pedro Gatica K. Rosa Herrera M. Juan Eduardo Vasquez M., <i>Gerente División Negocios de Colbún S.A.</i> Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Ricardo Santibáñez Z. Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Rafael Mateo A. Juan Benabarre B. Rodrigo Alcaíno M. Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i> Luis Felipe Gazitúa A., <i>Director de Colbún S.A.</i>

# Propiedad y control

AL 31 DE DICIEMBRE de 2009 el capital social de la empresa está constituido por 17.536.167.720 acciones suscritas y pagadas, sin valor nominal.

En la Vigésimo Segunda Junta Extraordinaria de Accionistas de la sociedad, celebrada el día 29 de abril de 2009, se acordó dejar sin efecto la parte no colocada del aumento de capital acordado por la Vigésimo Primera Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 14 de marzo de 2008, quedando este aumento reducido a la parte efectivamente suscrita y pagada de las acciones correspondientes, emitidas por el Directorio con fecha 19 de marzo de 2008.

El acta de esta junta se redujo a escritura pública de fecha 14 de mayo de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso y un extracto de la misma se inscribió a fojas 23.838 número 16.222 del Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2009 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 3 de junio de 2009.

En la **tabla N°1** se presenta la lista de los doce mayores accionistas de la empresa al 31 de diciembre de 2009.

## CAMBIOS EN LA PROPIEDAD

Los cambios en la propiedad que se realizaron entre el 31 de diciembre de 2008 y la misma fecha de 2009, se destacan en la **tabla N°2**.

## CONTROLADOR

Al 31 de diciembre de 2009 Minera Valparaíso S.A., en forma directa y a través de su filial Forestal Cominco S.A., posee el control de la Compañía de acuerdo al detalle que se aprecia en la **tabla N°3**.

Minera Valparaíso S.A., es una sociedad anónima abierta, perteneciente a un grupo empresarial (Grupo Matte) que tiene inversiones en el sector eléctrico, financiero, forestal, inmobiliario, telecomunicaciones y portuario, y cuyos controladores finales en partes iguales son las siguientes personas naturales: doña Patricia Matte Larraín, RUT N° 4.333.299-6; don Eliodoro Matte Larraín, RUT N° 4.436.502-2 y don Bernardo Matte Larraín, RUT N° 6.598.728-7.

**TABLA N°1 DOCE MAYORES ACCIONISTAS AL 31 DE DICIEMBRE 2009**

Accionistas mayoritarios	Acciones	%
1 MINERA VALPARAISO S.A.	6.166.879.733	35,17
2 FORESTAL COMINCO S.A.	2.454.688.263	14,00
3 ANTARCHILE S.A.	1.680.445.653	9,58
4 LARRAIN VIAL S.A. CORREDORA DE BOLSA	518.127.239	2,95
5 BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	254.708.917	1,45
6 FONDO DE PENSIONES PROVIDA C	253.394.803	1,44
7 CELFIN CAPITAL S.A. CORREDORES DE BOLSA	251.064.638	1,43
8 BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS CA	219.807.164	1,25
9 CIA. DE SEG VIDA CONS NAC DE SEGUROS S.A.	208.353.229	1,19
10 FONDO DE PENSIONES HABITAT C	199.931.834	1,14
11 FONDO DE PENSIONES PROVIDA A	189.924.498	1,08
12 BOLSA ELECTRONICA DE CHILE, BOLSA DE VALORES	188.562.120	1,08
Sub Total	12.585.888.091	71,77
Otros 4.085 Accionistas	4.950.279.629	28,23
<b>Total Acciones Suscritas y Pagadas</b>	<b>17.536.167.720</b>	<b>100</b>

*El capital social de la empresa está constituido por 17.536.167.720 acciones suscritas y pagadas.*

**TABLA N°2 PRINCIPALES AUMENTOS Y DISMINUCIONES DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA**

Accionista	N° Acciones al 31/12/2008	N° Acciones al 31/12/2009	Variación 2009/2008 en N° de acciones
<b>AUMENTO DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA</b>			
Banco Santander - JP Morgan	0	134.096.966	134.096.966
Banco Itau por Cuenta de Inversionistas	36.813.795	161.964.098	125.150.303
Cia. de Seg Vida Cons Nac de Seguros S.A.	96.582.739	208.353.229	111.770.490
Mbi Corredores de Bolsa S.A.	103.209.855	165.541.677	62.331.822
Inversiones y Valores Harabuquen Ltda.	0	62.086.308	62.086.308
BanChile Administradora General de Fondos S.A.	0	57.617.594	57.617.594
Chile Market S.A. Corred/Bolsa	21.128.389	68.389.507	47.261.118
Fondo de Inversión Privado MBI Acciones	0	46.509.754	46.509.754
Penta Corredores de Bolsa S.A.	52.623.589	87.122.376	34.498.787
Bolsa de Comercio Stgo Bolsa de Valores	47.509.924	80.281.693	32.771.769
<b>DISMINUCIÓN DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA</b>			
CN Life Compañía de Seguros de Vida S.A.	153.147.309	41.588.342	(111.558.967)
Banco de Chile por Cuenta de Terceros CA	325.809.000	219.807.164	(106.001.836)
Fondo de Pensiones Cuprum A	155.572.277	71.596.557	(83.975.720)
Celfin Capital S.A. Corredores de Bolsa	321.312.471	251.064.638	(70.247.833)
Corp Capital Corredores de Bolsa S.A.	69.923.703	22.976.462	(46.947.241)
Inversiones Mineras del Cantabrico S.A.	38.161.174	0	(38.161.174)
Fondo de Pensiones Provida A	219.436.717	189.924.498	(29.512.219)
BanChile Corredores de Bolsa S.A.	282.020.439	254.708.917	(27.311.522)
Fondo Mutuo Banchile Acciones	26.936.748	0	(26.936.748)
Consortio Corredores de Bolsa S.A.	87.591.068	60.963.592	(26.627.476)



Vista general de la Central Rucúe. En ella se observa la tubería de aducción principal, la casa de máquinas, el canal de evacuación y los edificios de administración y almacén.

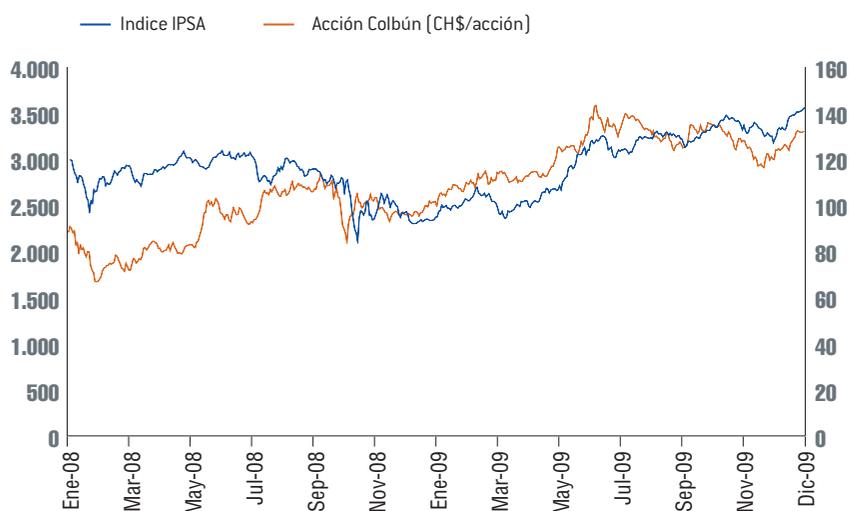
**TABLA N°3 PARTICIPACIÓN DEL ACCIONISTA CONTROLADOR AL 31 DE DICIEMBRE 2009**

Rut	Nombre o razón social	Acciones	%
90.412.000-6	Minera Valparaíso S.A.	6.166.879.733	35,17
79.621.850-9	Forestal Cominco S.A.	2.454.688.263	14,00
<b>Total</b>		<b>8.621.567.996</b>	<b>49,17</b>

#### TRANSACCIONES DE ACCIONES

En la **tabla N°5** se presentan las compras y ventas de acciones de la sociedad reconocidas en el registro de accionistas de la Compañía durante el año 2008 y 2009 por los accionistas mayoritarios, presidente, directores y principales ejecutivos de la Compañía.

**TABLA N°4 EVOLUCIÓN DE PRECIO DE LA ACCIÓN DE COLBÚN Y EL ÍNDICE IPSA**



## Transacciones de Acciones

TABLA N°5 TRANSACCIONES DE EJECUTIVOS Y ACCIONISTAS MAYORITARIOS AÑO 2008 Y 2009

Nombre	Relación	COMPRAS			VENTAS			INTENCIÓN OPERACIÓN	
		Número Acciones	Precio Unitario [CH\$]	Monto Total [CH\$]	Número	Precio Unitario [CH\$]	Monto Total [CH\$]	Control Sociedad	Inversión Financiera
<b>2008</b>									
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	9.264.064	89,50	829.133.728	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	2.735.936	89,51	244.893.631	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	5.969.000	88,14	526.107.660	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	282.819	86,50	24.463.844	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	2.078.181	87,50	181.840.838	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	500.000	87,80	43.900.000	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	40.000	87,99	3.519.600	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	200.000	88,00	17.600.000	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	500.000	88,01	44.005.000	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	2.797.987	88,50	247.621.850	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	1.045.400	88,50	92.517.900	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	700.000	88,00	61.600.000	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	100.000	85,50	8.550.000	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	100.000	86,00	8.600.000	-	-	-	si	-

Nombre	Relación	COMPRAS			VENTAS			INTENCIÓN OPERACIÓN	
		Número Acciones	Precio Unitario [CH\$]	Monto Total [CH\$]	Número	Precio Unitario [CH\$]	Monto Total [CH\$]	Control Sociedad	Inversión Financiera
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	200.000	86,10	17.220.000	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	200.000	85,75	17.150.000	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	500.000	86,25	43.125.000	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	323.000	85,25	27.535.750	-	-	-	si	-
Morel Montes Eduardo	Gerente	19.686	70,00	1.378.020	-	-	-	-	si
Rodríguez Donoso Valentina	Relacionada con Gerente	21.753	70,00	1.522.710	-	-	-	-	si
Morel Rodríguez Maximiliano	Relacionado con Gerente	3.954	70,00	276.78	-	-	-	-	si
Inversiones Macro S.A.	Relacionado con Director	11.588.581	70,00	811.200.670	-	-	-	-	si
Inmobiliaria Ñanco S.A.	Controlador común	218.345	70,00	15.284.150	-	-	-	-	si
Aldunate Hederra Felipe	Gerente	103.677	70,00	7.257.390	-	-	-	-	si
Hernández Rojas Carolina	Ejecutiva	98.566	70,00	6.899.620	-	-	-	-	si
Forestal Cominco S.A.	Controlador	376.921.826	70,00	26.384.527.820	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	5.101.340	70,00	357.093.800	-	-	-	si	-
Antar Chile S.A.	Accionista Mayoritario	258.035.472	70,00	18.062.483.040	-	-	-	si	-
Minera Valparaíso S.A.	Controlador	946.935.546	70,00	66.285.488.220	-	-	-	si	-

Nombre	Relación	COMPRAS			VENTAS			INTENCIÓN OPERACIÓN	
		Número Acciones	Precio Unitario (CH\$)	Monto Total (CH\$)	Número	Precio Unitario (CH\$)	Monto Total (CH\$)	Control Sociedad	Inversión Financiera
Guardiola Donoso Rodolfo	Ejecutivo	87.906	70,00	6.153.420	-	-	-	-	si
Ingeniería y Comercial Helvética Ltda.	Relacionado con Director	909.771	70,00	63.683.970	-	-	-	-	si
Morel Montes Eduardo	Gerente	326	70,00	22.82	-	-	-	-	si
Rodríguez Donoso Valentina	Relacionada con Gerente	360	70,00	25.2	-	-	-	-	si
Morel Rodríguez Maximiliano	Relacionado con Gerente	65	70,00	4.55	-	-	-	-	si
Inversiones Macro S.A.	Relacionado con Director	191.899	70,00	13.432.930	-	-	-	-	si
Inmobiliaria Ñanco S.A.	Controlador común	3.618	70,00	253.26	-	-	-	-	si
Ingeniería y Comercial Helvética Ltda.	Relacionado con Director	15.078	70,00	1.055.460	-	-	-	-	si
Hernández Rojas Carolina	Ejecutiva	1.633	70,00	114.31	-	-	-	-	si
Forestal Cominco S.A.	Controlador	6.247.141	70,00	437.299.870	-	-	-	si	-
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	84.549	70,00	5.918.430	-	-	-	si	-
Minera Valparaíso S.A.	Controlador	15.694.614	70,00	1.098.622.980	-	-	-	si	-
Antar Chile S.A.	Accionista Mayoritario	4.276.705	70,00	299.369.350	-	-	-	si	-
Patricia Gamboa Castelblanco	Gerente	52.000	93,00	4.836.000	-	-	-	-	si
Guardiola Donoso Rodolfo	Ejecutivo	-	-	-	87.906	104,20	-	-	-
Ingeniería y Comercial Helvética Ltda.	Relacionado con Director	6.500.000	110,50	718.250.000	-	-	-	-	si
Bahamondes Morales Alfonso	Ejecutivo	-	-	-	33.908	96,00	-	-	-

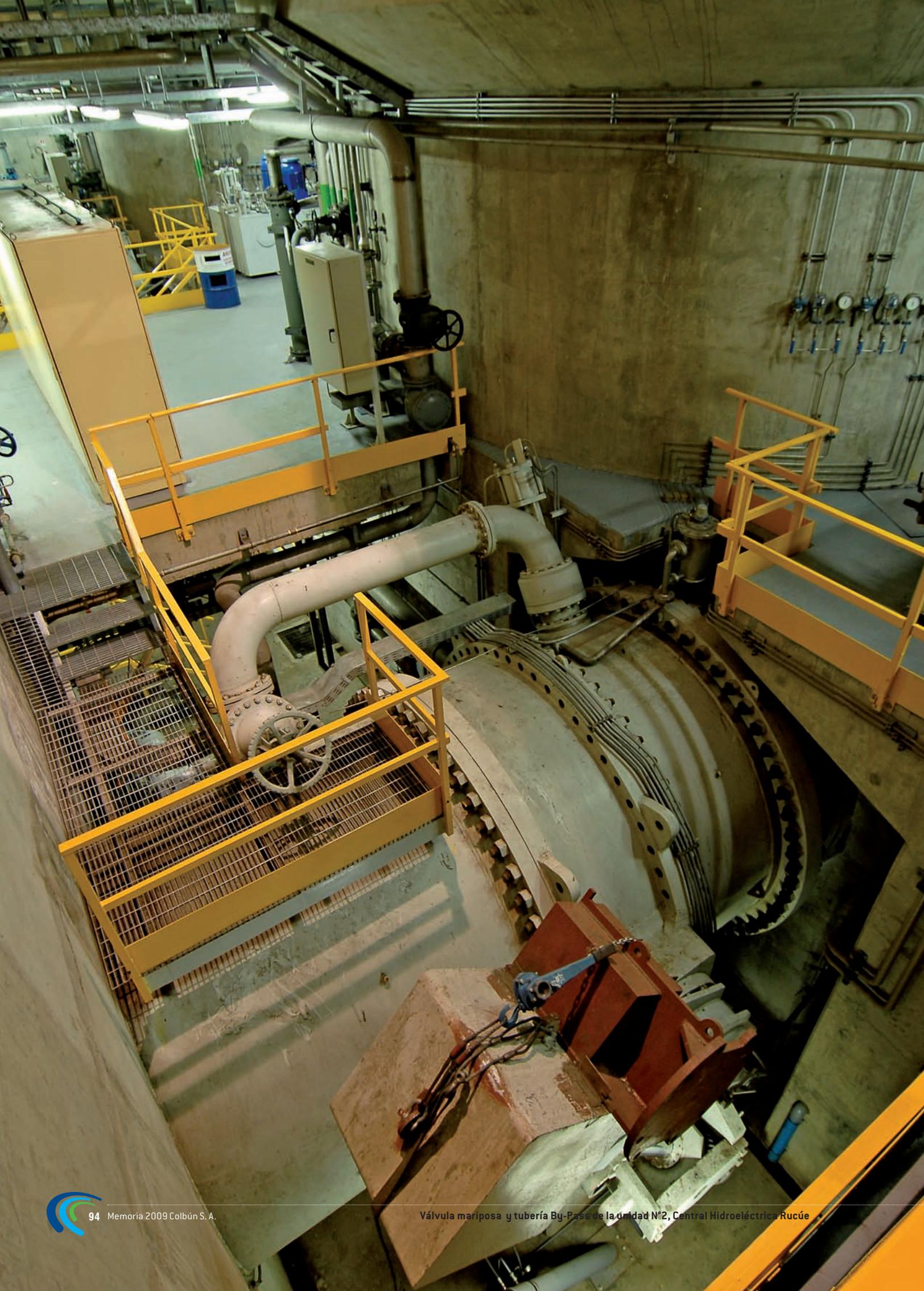
Nombre	Relación	COMPRAS			VENTAS			INTENCIÓN OPERACIÓN	
		Número Acciones	Precio Unitario (CH\$)	Monto Total (CH\$)	Número	Precio Unitario (CH\$)	Monto Total (CH\$)	Control Sociedad	Inversión Financiera
Inversiones Coillanca Ltda.	Grupo empresarial común	16.473.762	97,40	1.604.544.419	-	-	-	-	si
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	Grupo empresarial común	903.807	97,40	88.030.802	-	-	-	si	-
Pellegrini Ripamonti Manuel	Relacionado con Director	520.000	95,48	49.649.600	-	-	-	-	si
Forestal y Minera Canadilla S.A.	Grupo empresarial común	31.232.961	97,40	3.042.090.401	-	-	-	-	si
Forestal Canada S.A.	Grupo empresarial común	22.308.320	97,40	2.172.830.368	-	-	-	-	si
Inversiones Orinoco S.A.	Grupo empresarial común	17.846.000	97,40	1.738.200.400	-	-	-	-	si
Forestal Bureo S.A.	Grupo empresarial común	17.846.000	97,40	1.738.200.400	-	-	-	-	si
<b>2009</b>									
Asesorías e Inversiones Tamarugo Limitada	Relacionado con Gerente de Construcción	50.595	135,79	6.870.295	-	-	-	-	Si
Andrés Echeverría Salas	Relacionado con Gerente General	50.000	135,20	6.760.000	-	-	-	-	Si

## Transacciones de la acción de Colbún de los últimos 2 años

**TABLA N°6 RESUMEN DE LAS TRANSACCIONES DE LA ACCIÓN DE COLBÚN DE LOS ÚLTIMOS 2 AÑOS**

2009	Unidades	Monto (CH\$)	Precio Promedio
1° Trimestre	1.364.399.579	144.389.709.659	105,8
2° Trimestre	988.124.800	123.895.977.640	125,4
3° Trimestre	758.422.535	100.108.274.517	132,0
4° Trimestre	1.078.691.967	137.148.588.447	127,1
2008	Unidades	Monto (CH\$)	Precio Promedio
1° Trimestre	1.351.609.167	108.956.328.480	80,6
2° Trimestre	1.318.845.424	121.694.850.645	92,3
3° Trimestre	1.086.965.935	114.337.386.543	105,2
4° Trimestre	1.658.316.606	163.036.459.381	98,3

Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Corredores (Valparaíso).



# Remuneraciones del Directorio

De conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 18.046, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2009, acordó la remuneración del Directorio para el presente ejercicio. Se deja constancia que los Directores no han percibido valores por gastos de representación.

Las remuneraciones del Directorio pagadas durante los años 2009 y 2008 (a valores nominales en dólares) se detallan en la **tabla N°1**.

Los directores y ejecutivos de Colbún S.A., que a su vez son directores de filiales de la Compañía, no perciben remuneraciones por tal condición.

**TABLA N°1** REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO PARA EL 2008 Y 2009

## 2008

Director	Remuneración Anual Fija (US\$)	Remuneración Anual por Asistencia (US\$)	Comité de Directores Anual (US\$)
B. Matte	117.861	15.752	0
E. Pellegrini	106.075	14.761	3.936
D. Zañartu	23.572	11.786	0
F. Franke	23.572	10.758	4.303
L.F. Gazitúa	23.572	11.786	0
J.P. Undurraga	23.572	7.836	3.134
A. Mackenna	23.572	10.758	0
E. Navarro	23.572	11.786	0
J. Hurtado	23.572	10.839	861
<b>Totales</b>	<b>388.940</b>	<b>106.062</b>	<b>12.234</b>

## 2009

B. Matte	116.229	17.574	0
E. Pellegrini	101.440	15.605	4.161
D. Zañartu	20.300	10.150	0
F. Franke	22.869	11.942	4.066
L.F. Gazitúa	22.585	11.291	0
J.P. Undurraga	12.442	4.707	1.883
S. Undurraga	16.471	9.217	2.312
A. Mackenna	23.544	8.906	0
E. Navarro	22.967	11.484	0
J. Hurtado	22.592	9.282	0
<b>Totales</b>	<b>375.008</b>	<b>105.918</b>	<b>12.000</b>

## El comité de Directores está compuesto por 3 miembros del Directorio de los cuales 2 son independientes.

### COMITÉ DE DIRECTORES

En Sesión Extraordinaria de Directorio N° 457/07, de fecha 24 de abril de 2007, se eligió a los integrantes del Comité de Directores, el cual quedó conformado por los Directores señores Emilio Pellegrini R., relacionado al controlador; José Pedro Undurraga I., independiente del controlador y a quien se nombró Presidente del Comité; y Fernando Franke G., independiente del controlador.

En la Sesión Extraordinaria de Directorio N°499/09, celebrada el día 29 de abril de 2009 se eligió como integrante del Comité de Directores a don Sergio Undurraga Saavedra, en reemplazo de don José Pedro Undurraga Izquierdo.

Durante el año 2009 el Comité se reunió mensualmente para revisar las siguientes operaciones:

#### *1. Operaciones a que se refiere el artículo 44 de la Ley N° 18.046*

Las siguientes operaciones fueron revisadas por el Comité, quién acordó proponerle al Directorio su aprobación porque se ajustaban a las condiciones de equidad imperantes en el mercado:

» Renovación de la plataforma tecnológica de la Compañía con Entel Telecomunicaciones S.A. El precio del contrato asciende a UF 750 mensuales por un plazo de 3 años.

Entel Telecomunicaciones S.A. es una sociedad relacionada con los directores señores Juan Hurtado V., Luis Felipe Gazitúa A., y Bernardo Matte L.

» Contrato de servidumbre de acueducto subterráneo para la central Los Pinos. El precio a pagar por la consti-

tución de la servidumbre ascendió a la suma única de UF 500 por media hectárea de terreno que quedó gravada con la servidumbre.

Forestal Mininco S.A. es una sociedad relacionada con el director Sr. Bernardo Matte L. y con el Gerente General Sr. Bernardo Larraín M.

» Contrato de servidumbre eléctrica con Forestal Mininco S.A. para la central Los Pinos. El precio a pagar por la constitución de la servidumbre de cada hectárea de terreno que quedó afecta a dicho gravamen fue de CH\$ 13 millones. La superficie afectada asciende aproximadamente a 54 hectáreas.

Forestal Mininco S.A. es una empresa relacionada con el director Sr. Bernardo Matte L. y con el Gerente General Sr. Bernardo Larraín M.

» Contrato de Transferencia Electrónica de Fondos con Banco Bice se encuentra dividido en tarifas por tramos que va desde 0,03 UF más IVA para transacciones simples a cuentas en otros bancos mayores o iguales a CH\$ 5 millones y hasta 0,5 UF más IVA para transacciones simples a cuentas en otros bancos Alto Valor menores a CH\$ 20 millones. Para el caso de Transacciones simples a cuentas de Terceros en Banco Bice, la Compañía se encuentra liberada del pago de tarifa para cualquier monto.

Banco Bice es una empresa relacionada con don Bernardo Matte L., Presidente del Directorio de Colbún S.A.

» Donación de CH\$ 100 millones a la Sociedad de Instrucción Primaria para la implementación de un colegio en la comuna de San Bernardo.

La Sociedad de Instrucción Primaria es una institución de beneficencia relacionada indirectamente con el director Sr. Bernardo Matte L. y con el Gerente General Sr. Bernardo Larraín M.

» Contrato de asesoría en materia de desarrollo, planificación, gestión, dirección y control de proyectos en ejecución entre Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., sociedad filial de Colbún S.A., e Ingeniería y Comercial Helvética S.A., por un monto máximo anual de UF 8.000.





Canal de aducción, Central Hidroeléctrica San Ignacio.

Ingeniería y Comercial Helvética es una sociedad relacionada con el director Sr. Emilio Pellegrini R.

### **II. Operaciones a que se refiere el artículo 89 de la Ley N°18.046**

Durante el año 2009 el comité no revisó nuevas operaciones de aquellas reguladas por dicha norma legal.

### **III. Montos pagados en virtud de contratos vigentes suscritos con anterioridad al año 2009 (artículo 44 de la Ley N°18.046)**

» Contrato de arriendo de vehículos con Compañía de Leasing Tattersall S.A. El monto promedio mensual involucrado en estas operaciones asciende a US\$ 107.711.

Compañía de Leasing Tattersall S.A. tiene como director al señor Luis Felipe Gazitúa Achondo, director titular de Colbún S.A.

» Contrato de servicios de telecomunicaciones, de externalización de servicios de tecnología de la información y de teléfonos celulares con ENTEL Telecomunicaciones S.A. El monto promedio mensual involucrado en estas operaciones asciende a US\$ 109.662.

ENTEL Telecomunicaciones S.A. tiene como directores a los señores Bernardo Matte Larraín, Luis Felipe Gazitúa Achondo y Juan Hurtado Vicuña, directores titulares de Colbún S.A.

» Contrato de análisis de laboratorio, compra de combustible para vehículos

y compra de petróleo para operar las centrales térmicas con Compañía de Petróleos de Chile COPECS.A. El promedio mensual de los análisis de laboratorio contratados asciende US\$ 291 para Colbún y filiales, y el correspondiente a la adquisición de combustibles para vehículos asciende a US\$ 17.179 para Colbún y filiales. Por otro lado, el monto promedio mensual involucrado en las adquisiciones de petróleo para la operación de las centrales termoeléctricas de la Compañía depende de las necesidades de generación de acuerdo a los requerimientos de despacho del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), ascendiendo el promedio mensual para el año 2009 a US\$ 28.358.911 de Colbún y filiales. El Comité concluyó que las operaciones y los términos del contrato se ajustan a las condiciones de equidad similares a las que prevalecían a la época de su realización o de la celebración de los respectivos contratos.

Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A. tiene como directores a los señores Bernardo Matte Larraín y Eduardo Navarro Beltrán, directores titulares de Colbún S.A.

» Revisión de las operaciones financieras realizadas con el Banco Bice y filiales. El monto promedio mensual involucrado en estas operaciones asciende a US\$ 26.137.888 de Colbún y filiales. Además de lo anterior,

se debe señalar que se realizaron operaciones con filiales del Banco Bice cuyo promedio mensual asciende a US\$ 26.134.416.

Banco Bice tiene como presidente a don Bernardo Matte Larraín, presidente de Colbún S.A.

» Revisión de las operaciones con Empresas CMPC S.A. y sus filiales. El monto promedio mensual involucrado en estas operaciones asciende a US\$ 3.901.307.

Empresas CMPC S.A. tiene como director a don Bernardo Matte Larraín, y como gerente general a don Arturo Mackenna Iñiguez, ambos directores titulares de Colbún S.A.

### **IV. Montos pagados en virtud de contratos vigentes suscritos con anterioridad al año 2009 (artículo 89 de la Ley N° 18.046)**

» Compraventa de energía y potencia de Colbún con sus filiales y de éstas últimas entre sí. El monto mensual promedio de estas operaciones ascendió a US\$ 7.102.597 y US\$ 7.535.950 respectivamente.

» Contratos de operación de centrales de energía eléctrica con sus filiales. El monto mensual promedio de estas operaciones ascendió a US\$ 207.163.

Durante el año 2009, el Comité de Directores no contrató asesorías ni incurrió en gasto alguno. ■■■



# Información de carácter financiero

Flujo de caja generado por actividades de la operación e inversiones financieras financian importante avance del plan de inversiones en 2009.

## PRINCIPALES ACTIVIDADES FINANCIERAS 2009

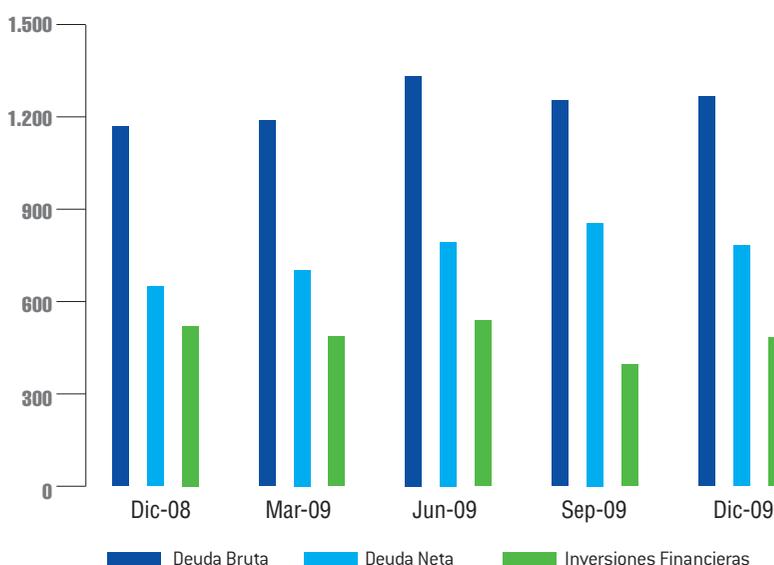
Las principales actividades financieras desarrolladas durante el año 2009 fueron las siguientes:

- » Emisión de dos series de efectos de comercio por un total de CH\$ 10.500 millones cada una durante los meses de junio y julio. Ambas colocaciones fueron realizadas a 180 días plazo con tasas de interés del 1,50% y 1,03% anual respectivamente.
- » Financiamiento a través de operaciones de Confirming otorgado por el Banco Estado, por un monto total de CH\$ 43.984 millones entre los meses de abril y julio. Bajo estas operaciones Banco Estado pagó por cuenta nuestra los montos adeudados a nuestros proveedores de petróleo extendiendo nuestro periodo de pago a 90 días en promedio.
- » Emisión de un bono internacional tipo 144A Reg.S por US\$ 500 millones a una tasa de colocación de 6,139% anual (Spread de 237,5 bps sobre el bono del Tesoro de Estados Unidos) y plazo de 10 años. El bono tiene estructura "bullet" (una amortización al vencimiento), pagos de intereses semestrales y fue colocado con fecha 21 de enero de 2010.

Al 31 de diciembre de 2009, la deuda financiera neta consolidada de la Compañía asciende a US\$ 783 millones y presenta una razón de deuda total sobre patrimonio de 0,6 veces y una razón de cobertura (EBITDA sobre gastos financieros) de 4,4 veces.

El gráfico N°1 permite apreciar el aumento que experimentó la deuda neta entre diciembre 2008 y diciembre 2009 en aproximadamente US\$ 200 millones. Este incremento de la deuda neta se explica principalmente por el importante flujo de efectivo neto de US\$ 521,2 millones usado en actividades de inversión durante el año 2009, parcialmente compensado por el flujo de efectivo neto generado por las actividades de la operación.

**GRÁFICO N°1** EVOLUCIÓN TRIMESTRAL DE LA DEUDA BRUTA, LAS INVERSIONES FINANCIERAS Y LA DEUDA NETA (millones de dólares)



## POLÍTICA DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 29 de abril de 2009, aprobó la política de inversión y financiamiento que se resume a continuación:

Inversión	Financiamiento
<p>Colbún S.A. desarrollará principalmente inversiones relacionadas con su giro, esto es, la generación de energía eléctrica. En general, las decisiones de inversión deberán considerar, entre otros elementos, la cartera de contratos de venta de energía, el aporte de cada proyecto al mix de generación de la Compañía y una rentabilidad acorde a los riesgos involucrados en el negocio.</p> <p>Asimismo, las inversiones deberán contar con financiamiento apropiado de acuerdo al proyecto de que se trate, conforme a la Política de Financiamiento. El total de inversiones no superará en cada ejercicio el 100% del patrimonio de la Sociedad y deberá estar acorde con la capacidad financiera de la Compañía.</p> <p>La Sociedad procurará mantener saldos de caja que le permitan contar con una holgura financiera adecuada para hacer frente a sus compromisos y a los riesgos asociados a sus negocios. Los excedentes de caja que mantenga la Sociedad se invertirán en títulos emitidos por instituciones financieras y valores negociables de acuerdo a los criterios de selección y diversificación de cartera que determine la administración de la Sociedad.</p> <p>El control de las inversiones será realizado por el Directorio, quien aprobará las inversiones específicas, tanto en su monto como en su financiamiento, teniendo como marco de referencia las disposiciones de los estatutos de la Sociedad y lo que aprobare la Junta de Accionistas, si fuere el caso.</p>	<p>El financiamiento debe procurar proveer los fondos necesarios para una adecuada operación de los activos existentes, así como para la realización de nuevas inversiones conforme a la Política de Inversiones expuesta. Para ello se utilizarán los recursos internos de que se dispongan y recursos externos hasta un límite que no comprometa la posición patrimonial de la compañía o que limite su crecimiento.</p> <p>Consistente con lo anterior, se propone limitar el endeudamiento consolidado de la compañía a una razón de 1,2 veces el patrimonio de la compañía. Para estos efectos se entenderá como parte del patrimonio el interés minoritario.</p> <p>La Sociedad procurará mantener abiertas múltiples opciones de financiamiento para lo cual se preferirán las siguientes fuentes de financiamiento: créditos bancarios, tanto internacional como nacional, mercado de bonos de largo plazo, tanto internacional como doméstico, crédito de proveedores, utilidades retenidas y aumentos de capital.</p> <p>La Administración de la Sociedad podrá convenir con acreedores, previo acuerdo del Directorio, restricciones respecto de dividendos, endeudamiento y otras materias normales en las operaciones financieras y otorgar cauciones de acuerdo a las atribuciones establecidas en la Ley y en los Estatutos Sociales.</p> <p>Se declararon como activos esenciales para el funcionamiento de la Sociedad las centrales Colbún, Machicura, San Ignacio, Rucúe, Nehuenco I, Nehuenco II, Nehuenco III, Candelaria, Los Quilos, Juncal y Juncalito, Blanco, Chacabuquito, Canutillar, Antilhue, Quilleco, Hornitos, Chiburgo.</p> <p>La administración de la Sociedad tendrá amplias facultades para la suscripción, modificación y revocación de contratos de compra, venta y arrendamiento de bienes y servicios que sean esenciales para el normal funcionamiento de la Sociedad.</p>



## POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política general sobre distribución de dividendos acordada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el día 29 de abril de 2009 estableció el reparto de dividendos por el equivalente al 30% de las utilidades líquidas del ejercicio.

El total de dividendos anuales pagados por acción en los últimos cinco años, expresados en moneda de diciembre de 2009, se muestran en la **tabla N°1**.

El año 2008 no hubo pago de dividendos producto de la pérdida registrada en el 2007.

En relación al año 2009, se pagó un dividendo el 13 de mayo 2009 por un monto de CH\$ 8.649.430.605, equivalente a CH\$ 0,493 por acción, número de acciones 17.536.167.720, con cargo a la utilidad del año terminado al 31 de diciembre de 2008.

Adicionalmente, en noviembre 2009 se acordó un dividendo provisorio por un monto de US\$ 25.076.720 (MCH\$ 12.485.751), equivalente a US\$ 0,00143 por acción (CH\$ 0,712 por acción) que se pagó en enero 2010.

**TABLA N°1**  
DIVIDENDOS POR ACCIÓN DE LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS

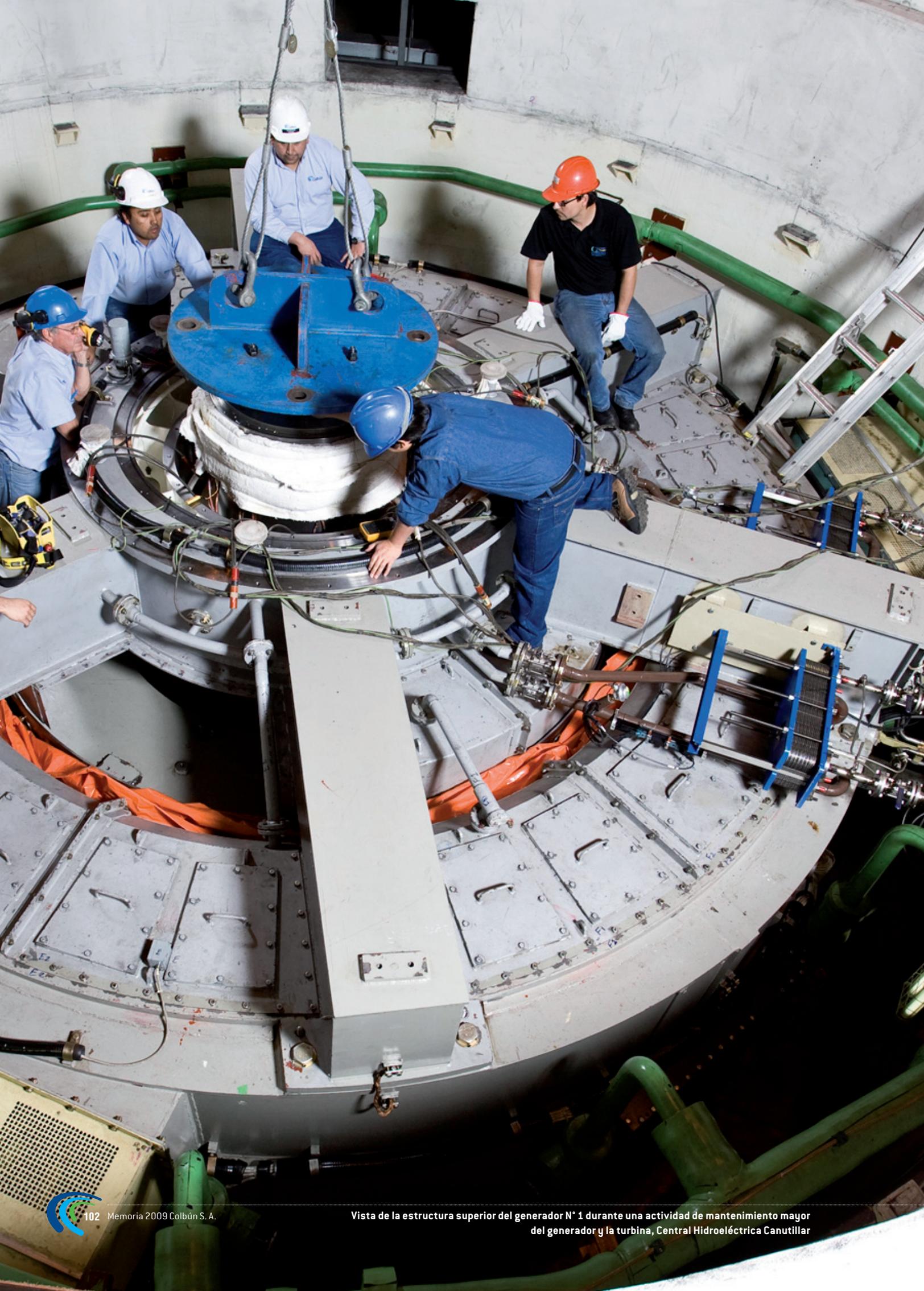
Año de pago	Dividendo por Acción (en CH\$ nominales)
<b>2005</b>	2,40
<b>2006</b>	2,71
<b>2007</b>	2,97
<b>2008</b>	0
<b>2009</b>	0,49

## SEGUROS

Tenemos vigentes una diversidad de seguros, entre los que se encuentran:

- » Todo riesgo sobre los bienes físicos incluyendo avería de maquinarias y perjuicios por paralización para todas nuestras centrales y subestaciones eléctricas.
- » Responsabilidad civil de Colbún S.A., por daños a terceras personas o a bienes pertenecientes a éstas.
- » Responsabilidad Civil para Directores y Ejecutivos.
- » Seguros de vida y de accidentes para los empleados y de todo riesgo para los vehículos, edificios, bienes muebles y equipos electrónicos de la Compañía.
- » Todo riesgo de construcción y montaje, incluyendo transporte, responsabilidad civil y retrasos en puesta en marcha para los proyectos de inversión en ejecución. ■■■■

*La Sociedad  
procurará  
mantener  
abiertas múltiples  
opciones de  
financiamiento.*



# Factores de riesgo

El grado de exposición de los resultados a las variables externas, como la hidrología y el precio de los combustibles, dependen en gran medida de su nivel de contratación, su estructura de precios de venta y su política de cobertura en el mercado de derivados.

## RIESGOS DEL NEGOCIO

Nuestros resultados tienen una variabilidad dependiente de las condiciones externas como son la hidrología y el precio del petróleo, por cuanto en años secos debemos operar nuestras unidades térmicas con petróleo diesel o incrementar las compras de energía en el mercado spot a costos marginales potencialmente altos.

Para minimizar este impacto de variables externas sobre nuestro negocio y por consiguiente, en nuestra generación de flujo de caja, es importante mantener un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad, la capacidad propia en medios de generación competitiva y nuestros costos de producción en general. Las acciones que hemos emprendido para restablecer el balance entre ambas componentes, desde la casi desaparición del gas proveniente de Argentina en 2007 hasta la fecha, son las siguientes:

- » Anticipación de término de contrato de suministro.
- » Re-negociaciones de los contratos de suministro vigentes con clientes estratégicos.
- » Adjudicación de nuevos contratos de largo plazo, con indexaciones en los precios de venta consistentes con nuestra estructura de costos.
- » Compra de combustibles con coberturas en los mercados financieros.
- » Implementación de mecanismos de

cobertura por variabilidad hidrológica y precios de combustibles.

- » Construcción de nueva capacidad base, como son las centrales hidráulicas y centrales a carbón.

Cabe destacar en los mecanismos de reducción de riesgos, los nuevos contratos de largo plazo que ha adquirido la Compañía entre los años 2008 y 2009, con precios de venta que se ajustan de acuerdo a las principales variables de costos de Colbún, incluida la hidrología.

Con respecto a la implementación de mecanismos de cobertura, durante el año 2009, estructuramos una política de cobertura en los mercados de derivados para cubrir los riesgos frente a situaciones extremas de alzas en los precios del diesel y condiciones hidrológicas muy desfavorables con el fin de proteger el flujo de caja. Mantendremos esta política de cobertura, teniendo en cuenta factores tales como: la evolución de las condiciones hidrológicas; el nivel de correlación de los precios de los contratos con el precio del petróleo diesel; y la evolución de los mercados de commodities.

Todas estas medidas tienen por objeto acotar los riesgos que impacten el flujo de caja asociado a la hidrología y la volatilidad de precio de los combustibles. Esperamos que la volatilidad de nuestros flujos de caja se atenúe a partir del 2010, al vencerse contratos que se firmaron antes de la crisis del gas, al contar con

la capacidad de nuevas centrales actualmente en construcción y en desarrollo y finalmente al entrar en vigencia nuevos contratos con condiciones consistentes con nuestros costos de generación.

Es importante tener presente que la Compañía está expuesta a escenarios hidrológicos y de precio de combustibles extremos y que en tales, los resultados tendrán un impacto. El negocio de generación eléctrica, dado el componente hidroeléctrico de nuestra matriz, tiene un nivel de volatilidad estructural. Lo importante es lograr un adecuado equilibrio entre los objetivos de rentabilidad de largo plazo de nuestros activos y una volatilidad acotada de nuestros resultados, contratando coberturas que mitiguen el impacto frente a escenarios extremos de hidrología y de precios de combustibles.

Por otra parte, seguimos observando el mercado de GNL y las posibles condiciones de contratación, por cuanto según cómo evolucionen los mercados de commodities, este combustible puede tornarse un suministro competitivo, ya sea para el mercado de suministros de largo plazo como para el mercado spot.

El negocio de la Compañía también está expuesto a factores de riesgo que están fuera del ámbito de la generación eléctrica. El atraso en las ampliaciones del sistema de transmisión troncal, puede implicar limitaciones al transporte de energía eléctrica generada en algunas unidades de generación a los centros de consumo. Especial preocupación merecen las ampliaciones del sistema de transmisión entre la subestación Charrúa en la Región del Bío Bío y la subestación Alto Jahuel en la Región Metropolitana. En Charrúa se inyecta una gran cantidad de energía eléctrica y tal inyección aumentará con la puesta en marcha de nuevos proyectos, como es el caso de los proyectos de la Compañía: Santa María, central a carbón de 342 MW; San Pedro, central hidroeléctrica de 150 MW; y Angostura, central hidroeléctrica de 316 MW. Es fundamental que, así como se activó fuertemente la incorporación de nueva capacidad en el sector generación, se ejecuten las ampliaciones del sistema de transmisión en plazo.

## RIESGOS REGULATORIOS

La estabilidad regulatoria para un sector como el de generación de electricidad donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo y ejecución, resulta fundamental. Ella ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno y en general los cambios regulatorios de los últimos años la han fortalecido. Una prueba de ello es la fuerte reactivación en los últimos años de proyectos de inversión en nueva capacidad de generación con distintas tecnologías y por parte de distintos actores.

Sin embargo, no se pueden dejar de mencionar iniciativas legislativas que, dependiendo de cómo se materialicen, ya sea a través de reglamentos pendientes o del trámite legislativo de algún proyecto de ley, podrían introducir algunas incertidumbres al sector:

» USO DE EMBALSES PARA FINES DISTINTOS PARA LOS QUE FUERON DISEÑADOS COMO EL CONTROL DE CRECIDAS: Se aprobó la denominada “Ley de Embalses”, la que tiene por objeto utilizar los embalses que hoy se usan en generación eléctrica y riego, además para el control de crecidas. El “Reglamento” de esta Ley fue publicado en el Diario Oficial de fecha 6 de febrero de 2010 y se están estudiando sus efectos prácticos para la Compañía, pues dependiendo de su aplicación por las autoridades correspondientes podría afectar la disponibilidad de agua para su uso en generación hidroeléctrica.

» TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE PUNTA: Otro caso es el DSN° 62 publicado en el Diario Oficial del 16 de junio de 2006 que establece una nueva normativa para las transferencias de potencia de punta. La aplicación de dicho reglamento depende de la implementación de las prestaciones y transferencias de los servicios complementarios, que es materia de otro reglamento que se encuentra pendiente, por lo cual, según lo dispuesto en el artículo 20 transitorio del DFL N° 4/20.018, Ley Eléctrica, su aplicación se encuentra diferida.

» MINISTERIO DE ENERGÍA: El 1° de febrero de 2010 entró en vigencia la nueva



*A principios de 2010 entró en vigencia la nueva ley ambiental que crea una nueva institucionalidad.*



Vista al Lago Chapo desde la Central Hidroeléctrica Canutillar

Ley que crea el Ministerio de Energía, con lo cual se establece una nueva institucionalidad en materia energética: se crea el Ministerio de Energía y se reúnen bajo su potestad varias materias y temas todos relacionados a la energía que estaban disgregados en varios ministerios y entidades como la Comisión Nacional de Energía que queda como un ente eminentemente técnico. Con esta nueva conformación se establece una nueva regulación institucional que facilita la gestión en materia de energía por parte del Estado Chileno.

» **NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO:** El 16 de octubre de 2009 fue publicada en el diario oficial la revisión de la Norma. Esta revisión contiene modificaciones a las exigencias mínimas para las instalaciones del sistema eléctrico, lo que implica verificar el cumplimiento de nuestras instalaciones con las nuevas exigencias.

#### **RIESGOS RELACIONADOS AL MEDIO AMBIENTE**

##### *a) Riesgos relacionados con la ejecución de los proyectos*

Contamos con iniciativas de generación de energía en etapas de estudio, desarrollo y construcción, cuyo plazo de ejecución depende, entre otras cosas, del tiempo que toma la autoridad ambiental

competente en su aprobación ambiental. Implementamos un sistema de gestión ambiental de proyectos que contempla la elaboración de líneas base completas, la difusión temprana a las autoridades y a la ciudadanía a través de participaciones ciudadanas voluntarias, la elaboración de un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental de alto nivel y, finalmente, la utilización de tecnologías de alto estándar en materia ambiental. Esperamos que la autoridad ambiental evalúe los proyectos basándose en criterios técnicos, de acuerdo a la legislación vigente, en los plazos que ésta establece, y que las medidas de mitigación y/o compensación que eventualmente apruebe la autoridad ambiental, estén relacionadas con los impactos ambientales de los proyectos.

A principios de 2010 entró en vigencia la nueva ley ambiental (modificaciones relevantes a la Ley de Bases del Medioambiente, publicadas el 26 de enero de 2010) que crea una nueva institucionalidad ambiental, que considera un Ministerio del Medioambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental, la Superintendencia de Medioambiente y el Tribunal Ambiental. Estas nuevas instituciones reemplazan la actual CONAMA y el Consejo de Ministros actuales, dividiendo las actividades relacionadas a la acción ambiental que la debieran hacer más efectiva. Destaca la Superintendencia de Medioambiente como una nueva organización

fiscalizadora con amplios poderes y con un aumento considerable en la magnitud de su capacidad sancionatoria, principalmente en los aspectos monetarios que se aumentaron a límites que pueden hacer peligrar. También en lo que se refiere a la evaluación de proyectos, se hace más complejo y obliga a tenerlos proyectos en un estado de desarrollo ingenieril más avanzado antes de ingresar al sistema de evaluación, alargando el período de pre obtención de permisos ambientales, por ende alargando la ejecución de los proyectos.

A su vez, ya mencionamos en nuestra sección medioambiental la puesta en vigencia el 30 de julio del 2008 de la Ley N° 20.283 sobre Recuperación de Bosque Nativo y Fomento Forestal, cuyo Reglamento se publicó el 5 de octubre de 2009. Este último establece una serie de requisitos para la intervención de "especies que estén clasificados en alguna categoría de conservación y que formen parte de un bosque", permitiendo en todo caso su intervención cuando las obras o actividades sean clasificadas de interés nacional por la propia CONAF, mediante "resolución fundada". Dependiendo de la aplicación práctica de esta normativa se podría introducir una nueva secuencia de tramitaciones que implique atrasos en el desarrollo de proyectos de generación. Cabe destacar que la aprobación del proyecto Central Hidroeléctrica Angostura en septiembre 2009 ya incorporó lo requerido por esta nueva ley.

#### **b) Riesgos relacionados con la operación**

Durante el año 2009, la CONAMA elaboró un anteproyecto de Norma de Emisiones para las Centrales Termoeléctricas, en el cual invitaron a participar a las empresas del rubro, lo que validamos como iniciativa, y que nosotros hemos estudiado muy a fondo, contando con la asesoría de una firma extranjera experta en el rubro. El objetivo principal es dar sólidos argumentos a la autoridad ambiental para que eventualmente desarrolle una norma, con parámetros técnicos fundamentados, esto es que proteja adecuadamente la salud de las personas sin



impedir innecesariamente la operación de las centrales termoeléctricas ni tampoco comprometa el desarrollo de Chile y de los nuevos proyectos haciéndolos inviables tanto operativamente como comercialmente. La autoridad ambiental ha sido abierta y receptiva a recibir argumentos técnicos, y esperamos que considere nuestra propuesta como las de otras empresas y entidades del rubro. La norma que eventualmente se publique, nos obligará a revisar el cumplimiento de los nuevos límites de emisión, principalmente dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NOx) y material particulado en nuestras centrales térmicas en operación y las que estén en proyecto, de manera de definir qué nuevos equipos de reducción de emisiones se puedan requerir, como también evaluar la continuidad de su operación.

Toda esta nueva normativa legal, nos obliga y motiva a prepararnos aún más en nuestra actual organización para hacer frente con proactividad, dinamismo, rapidez y efectividad y así dar cabal cumplimiento a todos los nuevos requerimientos tanto en la operación de nuestras centrales como en el desarrollo y ejecución de los nuevos proyectos.

#### **RIESGOS FINANCIEROS**

**RIESGO DE TIPO DE CAMBIO:** El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de

*Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente.*



A FINES DEL 2009, COLBÚN CUENTA CON INVERSIONES FINANCIERAS DE

**US\$484 millones**

generación de energía, por las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción, y por la deuda contratada en moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía. Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards.

En términos de calce de monedas el balance actual de la Compañía presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" en pesos se traduce en una sensibilidad en el resultado por diferencia de cambio de aprox. US\$ 4 millones por cada \$ 10 de variación en la paridad peso dólar.

**RIESGO DE TASA DE INTERÉS:** Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la Compañía. Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a la política de riesgo de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps

de tasa de interés fija y collars. Se puede concluir que Colbún tiene exposición nula al riesgo de tasa de interés, dada su política de fijación de tasas de interés de largo plazo.

**RIESGO DE CRÉDITO:** La empresa se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. Sumado a esto gran parte de los cobros que realiza Colbún son a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia. Con respecto a las colocaciones en tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo que minimicen el riesgo de crédito de la empresa. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la sociedad y revisados periódicamente.

Al 31 de diciembre de 2009, la totalidad de los bancos donde se encuentran invertidos nuestros excedentes de caja y contrapartes de derivados locales corresponden a bancos con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-. Res-

pecto a las contrapartes internacionales, la Compañía mantiene inversiones y su contraparte en derivados de bancos internacionales con clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión y un 90% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A+ o superior.

**RIESGO DE LIQUIDEZ:** Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc. Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un periodo.

Al 31 de diciembre de 2009 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$ 484 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 45 días. Asimismo, la Compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 6 millones, dos líneas de bonos en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, una líneas de efectos de comercio en el mercado local por UF 2,5 millones (UF 0,5 millones utilizados) y líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$ 150 millones. ■■■

# Resumen de hechos relevantes comunicados a la SVS



## 1 DE ABRIL DE 2009

Se informó que el Directorio de la Compañía había acordado convocar a Junta General Ordinaria de Accionistas, a celebrarse el día 29 de abril de 2009, a fin de que los accionistas se pronuncien acerca de distintas materias propias del conocimiento de las juntas ordinarias de accionistas, y a Junta General Extraordinaria de Accionistas para proponer dejar sin efecto la parte no colocada del aumento de capital acordado en la Vigésimo Primera Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el día 14 de marzo de 2008, y además para acordar el cambio de moneda en que se encontraba expresado el capital social, de pesos a dólares de los Estados Unidos de América, a fin de adecuarlo a las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS).



## 7 DE ABRIL DE 2009

Se informó que el Directorio de la Compañía había acordado complementar la convocatoria a la Junta Extraordinaria de Accionistas a celebrarse el día 29 de abril de 2009, fin de incorporar una nueva materia que se trataría en dicha junta, a saber, la modificación del plazo de duración del cargo de director.

## 30 DE ABRIL DE 2009

Se informaron los acuerdos adoptados en las juntas generales ordinaria y extraordinaria de accionistas, en las que se renovó el directorio, se acordó distribuir un dividendo definitivo de CH\$ 0,493233798 por acción; dejar sin efecto la parte no colocada del aumento de capital acordado en la Vigésimo Primera Junta Extraordinaria de Accionistas; cambiar la moneda en que se encontraba expresado el capital social de pesos a dólares de los Estados Unidos de América y modificar el plazo de duración del cargo de director.



## 11 DE JUNIO DE 2009

Se adjuntó una copia del Prospecto Comercial y de la presentación que realizaría la Compañía en el "Roadshow" a inversionistas a realizarse el día 12 de junio de 2009 en el marco de la primera emisión de efectos de comercio de Colbún S.A.



## 19 DE JUNIO DE 2009

Se adjuntó una copia del set de información preparado por la Compañía en relación a la modificación aprobada a la línea de efectos de comercio de Colbún S.A.

## 15 DE SEPTIEMBRE DE 2009

Se informó del Acuerdo de Suministro Eléctrico de largo plazo de Colbún S.A. a Codelco S.A.



## 21 DE SEPTIEMBRE DE 2009

Se complementó la información relativa al Acuerdo de suministro eléctrico con Codelco en relación a la potencia contratada, al plazo de duración del Acuerdo y al monto aproximado de la facturación media anual.



## 26 DE NOVIEMBRE DE 2009

Se informó que en Sesión de Directorio celebrada el día 24 de noviembre se había acordado distribuir un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio que termina el 31 de diciembre de 2009, por la cantidad de US\$ 0,00143 por acción.



## 22 DE DICIEMBRE DE 2009

Se informó el Acuerdo sobre política de operaciones ordinarias habituales del giro social de Colbún S.A.

# Declaración de Responsabilidad

EN CUMPLIMIENTO DE LO dispuesto en la Norma de Carácter General N° 129 de la Superintendencia de Valores y Seguros, los firmantes declaramos bajo juramento que toda la información incorporada en la presente Memoria Anual es expresión fiel de la verdad, por lo que asumimos la responsabilidad legal correspondiente.



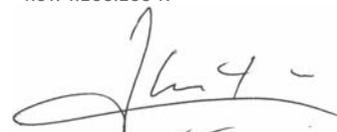
**Arturo Mackenna Iñiguez**  
Director  
RUT: 4.523.287-5



**Sergio Undurraga Saavedra**  
Director  
RUT: 4.280.259-K



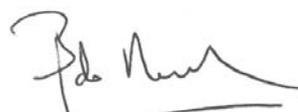
**Luis Felipe Gazitúa Achondo**  
Director  
RUT: 6.069.087-1



**Juan Hurtado Vicuña**  
Director  
RUT: 5.715.251-6



**Demetrio Zañartu Bacarreza**  
Director  
RUT: 10.750.189-4



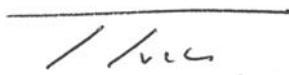
**Bernardo Matte Larraín**  
Presidente  
RUT: 6.598.728-7



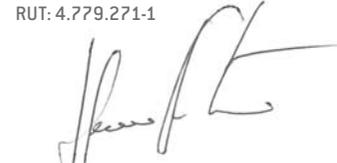
**Eduardo Navarro Beltrán**  
Director  
RUT: 10.365.719-9



**Emilio Pellegrini Ripamonti**  
Vicepresidente  
RUT: 4.779.271-1



**Fernando Franke García**  
Director  
RUT: 6.318.139-0



**Bernardo Larraín Matte**  
Gerente General  
RUT: 7.025.583-9



NEHUENCO

MAURICIO CERDA

CORONA

Nuestro Asistente de Operaciones, Mauricio Cerda, en la estación de gas, Central Térmica Nehuenco II



PERIODO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE 2009

---

# Estados Financieros

---

Los Estados Financieros, así como sus respectivas notas y análisis razonado se encuentran disponibles en el sitio web de la empresa y en la Superintendencia de Valores y Seguros.



PERIODO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE 2009

---

**Estados  
financieros  
consolidados  
de Colbún S.A.  
y filiales**

---



## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Informe de los Auditores Independientes

Estados de Situación Financiera Clasificado Consolidados

Estados de Resultados Consolidados por Naturaleza

Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas

Estados de Flujos de Efectivo Directos Consolidados

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Informe de los Inspectores de Cuentas

Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados

## Informe de los Auditores Independientes

### A los señores Accionistas de Colbún S.A.

Hemos auditado los estados consolidados de situación financiera de Colbún S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el estado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2008 y los correspondientes estados integrales de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008. La preparación de dichos estados financieros consolidados (que incluye sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Colbún S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros consolidados, basados en las auditorías que efectuamos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Colbún S.A. y Filiales al 31 de diciembre de 2009 y 2008 y al 1 de enero de 2008, los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, de acuerdo con Normas de Información Financiera de Chile y Normas Internacionales de Información Financiera.



Edgardo Hernández G.  
Marzo 2, 2010



## Estados de Situación Financiera Clasificado Consolidados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009, 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y 01 DE ENERO DE 2008 (EN MILES DE DÓLARES)

ACTIVOS				
		Diciembre 31, <b>2009</b>	Diciembre 31, <b>2008</b>	Enero 1, <b>2008</b>
	Nota N°	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES EN OPERACIÓN</b>				
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	336.862	455.638	46.016
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	9	147.886	66.423	34.328
Otros activos financieros	16	391	343	300
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corriente	10	231.862	237.574	241.740
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	12	4.876	3.843	3.397
Inventarios	13	11.929	11.702	16.450
Activos de cobertura	14	5.033	56.975	1.145
Pagos anticipados, corriente	21	8.822	5.234	2.478
Cuentas por cobrar impuestos	22	202.988	196.408	172.671
Otros activos	23	147	452	78.538
<b>Total activos, corriente</b>		<b>950.796</b>	<b>1.034.592</b>	<b>597.063</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Activos financieros disponibles para la venta	15	347	347	347
Otros activos financieros	16	3.120	3.927	4.571
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	10	106.378	111.527	33.186
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	12	32.296	283	380
Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación	18	79.918	65.924	35.304
Activos intangibles, neto	19	33.428	26.722	25.676
Propiedades, planta y equipos, neto	20	4.184.750	3.774.344	3.657.031
Activos por impuestos diferidos	24	8.976	36.641	40.283
Activos de cobertura	14	15.849	-	28.409
Otros activos	23	24.256	22.910	39.609
<b>Total activos no corrientes</b>		<b>4.489.318</b>	<b>4.042.625</b>	<b>3.864.796</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>5.440.114</b>	<b>5.077.217</b>	<b>4.461.859</b>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS

		Diciembre 31, <b>2009</b>	Diciembre 31, <b>2008</b>	Enero 1, <b>2008</b>
	Nota N°	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>PASIVOS CORRIENTES EN OPERACIÓN</b>				
Préstamos que devengan intereses	25	42.434	28.266	55.905
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	26	162.454	138.096	199.171
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	12	374	1.046	955
Provisiones	27	12.070	9.178	8.337
Cuentas por pagar por impuestos corrientes	-	10.647	8.316	22.226
Otros pasivos	28	86.198	23.271	21.607
Ingresos diferidos	29	880	563	745
Pasivos de cobertura	14	3.487	2.908	7.402
<b>Total pasivos, corrientes</b>		<b>318.544</b>	<b>211.644</b>	<b>316.348</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES:</b>				
Préstamos que devengan intereses	25	1.167.719	1.045.996	819.862
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	26	3.000	3.000	3.000
Otros pasivos financieros	-	2.372	-	-
Provisiones	27	11.558	7.899	8.588
Pasivos por impuestos diferidos	24	442.805	473.822	432.121
Ingresos diferidos	29	8.099	7.187	9.337
Pasivos de cobertura	14	41.168	112.364	7.940
<b>Total pasivos, no corrientes</b>		<b>1.676.721</b>	<b>1.650.268</b>	<b>1.280.848</b>
<b>PATRIMONIO NETO ATRIBUIBLE A LOS TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO NETO DE CONTROLADORA:</b>				
Capital emitido	31	1.282.793	1.282.793	1.171.160
Otras reservas	31	1.152.132	1.143.383	972.642
Resultados retenidos	31	991.281	771.744	707.955
Patrimonio neto atribuible a los tenedores de instrumentos de patrimonio neto de controladora		3.426.206	3.197.920	2.851.757
Participaciones minoritarias	31	18.643	17.385	12.906
<b>Total Patrimonio neto</b>		<b>3.444.849</b>	<b>3.215.305</b>	<b>2.864.663</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		<b>5.440.114</b>	<b>5.077.217</b>	<b>4.461.859</b>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

## Estados de Resultados Consolidados por Naturaleza

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2008 (EN MILES DE DÓLARES)

	Nota N°	Acumulado	
		Enero 1, Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Enero 1, Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>			
Ingresos ordinarios, total	32	1.159.282	1.345.670
Consumos de materias primas y materiales secundarios	33	(774.420)	(1.073.246)
Gastos de personal	34	(33.553)	(26.158)
Depreciación y amortización	35	(121.845)	(116.997)
Otros gastos varios de operación	-	(14.696)	(10.315)
Costos financieros [de actividades no financieras]	36	(51.777)	(60.418)
Ingreso [pérdida] procedente de inversiones	36	14.102	25.899
Participación en ganancia [pérdida] de asociadas contabilizadas por el método de la participación	37	1.030	2.155
Diferencias de cambio	36	81.505	(120.391)
Resultados por unidades de reajuste	36	(4.380)	18.441
Otros ingresos distintos de los de operación	38	5.961	188.604
Otros gastos distintos de los de operación	38	(15.581)	(68.946)
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>		<b>245.628</b>	<b>104.298</b>
Gasto [ingreso] por impuesto a las ganancias	24	6.505	37.217
<b>Ganancia [pérdida] de actividades continuadas después de impuesto</b>		<b>239.123</b>	<b>67.081</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN EL PATRIMONIO NETO DE LA CONTROLADORA Y PARTICIPACIÓN MINORITARIA</b>			
Ganancia [pérdida] atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora		234.367	63.789
Ganancia [pérdida] atribuible a participación minoritaria		4.756	3.292
<b>Ganancia [pérdida]</b>		<b>239.123</b>	<b>67.081</b>
<b>GANANCIAS POR ACCIÓN</b>			
<b>ACCIONES COMUNES</b>			
Ganancias [pérdidas] básicas por acción		0,01336	0,00364
<b>Ganancias [pérdidas] básicas por acción de operaciones continuadas</b>		<b>0,01336</b>	<b>0,00364</b>
<b>ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES</b>			
<b>Ganancia [pérdida]</b>		<b>239.123</b>	<b>67.081</b>
<b>OTROS INGRESOS Y GASTOS CON CARGO O ABONO EN EL PATRIMONIO NETO</b>			
Cobertura de Flujo de Caja		46.887	(71.070)
Ajustes por conversión		17.342	(2.804)
Ajustes participación minoritaria		(3.498)	1.187
<b>Otros ingresos y gastos con cargo o abono en el patrimonio neto, total</b>		<b>60.731</b>	<b>(72.687)</b>
<b>Resultado de ingresos y gastos integrales, total</b>		<b>299.854</b>	<b>(5.606)</b>
Resultado de ingresos y gastos integrales atribuible a los accionistas mayoritarios		298.596	(10.085)
Resultado de ingresos y gastos integrales atribuible a participaciones minoritarias		1.258	4.479
<b>Resultado de ingresos y gastos integrales, total</b>		<b>299.854</b>	<b>(5.606)</b>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

## Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2008 (EN MILES DE DÓLARES)

Nota N°	Cambio en acciones ordinarias capital en acciones	Otras Reservas					Cambios en patrimonio neto				Total en patrimonio neto	
		Reserva para dividendos propuestos	Reservas de conversión	Reservas de conversión coligadas	Reservas de coberturas	Otras reservas varias	Cambios en resultados retenidos	Cambios en atributable a la Sociedad dominante	Cambios en participaciones minoritarias	Cambios en patrimonio neto		
31	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2009	1.282.793	(14.830)	(252.942)	(2.804)	(71.070)	1.485.029	771.744	3.197.920	17.385	3.215.305		
Cambios en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencia a (desde)	-	14.830	-	-	-	-	(14.830)	-	-	-	-	-
Resultados retenidos	-	(70.310)	-	-	-	-	-	(70.310)	-	-	-	(70.310)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	-	17.342	46.887	-	234.367	298.596	1.258	299.854		
<b>Saldo final al 31/12/2009</b>	<b>1.282.793</b>	<b>(70.310)</b>	<b>(252.942)</b>	<b>14.538</b>	<b>(24.183)</b>	<b>1.485.029</b>	<b>991.281</b>	<b>3.426.206</b>	<b>18.643</b>	<b>3.444.849</b>		
Saldo inicial al 01/01/2008	1.171.160	-	(252.942)	-	-	1.225.584	707.955	2.851.757	12.906	2.864.663		
Cambios en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emisión de acciones ordinarias	340.378	-	-	-	-	30.700	-	371.078	-	371.078		
Dividendos	-	(14.830)	-	-	-	-	-	(14.830)	-	(14.830)		
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	-	(2.804)	(71.070)	-	63.789	(10.085)	4.479	(5.606)		
Efecto conversión patrimonio a tipo cambio cierre	(228.745)	-	-	-	-	228.745	-	-	-	-		
<b>Saldo al 31/12/2008</b>	<b>1.282.793</b>	<b>(14.830)</b>	<b>(252.942)</b>	<b>(2.804)</b>	<b>(71.070)</b>	<b>1.485.029</b>	<b>771.744</b>	<b>3.197.920</b>	<b>17.385</b>	<b>3.215.305</b>		

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros consolidados

## Estados de Flujos de Efectivo Directos Consolidados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2008 (EN MILES DE DÓLARES)

FLUJOS DE EFECTIVO			
	Nota N°	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
<b>FLUJOS DE EFECTIVO NETOS DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN, MÉTODO DIRECTO (PRESENTACIÓN)</b>			
Importes cobrados de clientes		1.436.900	1.241.558
Pagos a proveedores		(960.536)	(1.230.735)
Remuneraciones pagadas		(29.866)	(20.688)
Pagos recibidos y remitidos por impuesto sobre el valor añadido		(27.128)	(63.426)
<b>Flujos de efectivo por (utilizados en) operaciones, total</b>		<b>419.370</b>	<b>(73.291)</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO POR (UTILIZADOS EN) OTRAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN (PRESENTACIÓN):</b>			
Importes recibidos por dividendos clasificados como de operación		4.352	632
Importes recibidos por intereses recibidos clasificados como de operación		18.887	165.931
Pagos por intereses clasificados como de operaciones		(86.863)	(40.495)
Pagos por impuestos a las ganancias		(1.938)	(3.138)
Otras Entradas (salidas) procedentes de otras actividades de operación		44.362	(2.523)
<b>Flujos de efectivo por (utilizados en) otras actividades de operación, total</b>	<b>8</b>	<b>(21.200)</b>	<b>120.407</b>
<b>Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>398.170</b>	<b>47.116</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO NETOS DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (PRESENTACIÓN)</b>			
Importes recibidos por desapropiación de otros activos financieros		1.105	30.507
Otros flujos de efectivo de (utilizados en) actividades de inversión		44.125	73.204
Incorporación de propiedad, planta y equipo		(536.536)	(193.946)
Pagos para adquirir asociadas		-	(29.973)
Préstamos a empresas relacionadas		(29.874)	-
Otros desembolsos de inversión		-	(3.644)
<b>Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>8</b>	<b>(521.180)</b>	<b>(123.852)</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO NETOS DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (PRESENTACIÓN)</b>			
Importes Recibidos por Emisión de Acciones		-	312.762
Obtención de préstamos		113.017	784.666
Pagos de préstamos		(109.505)	(522.725)
Pagos por dividendos a participaciones minoritarias		(21.718)	(3.461)
Otros flujos de efectivo de (utilizados en) actividades de financiación		(9.076)	(14.207)
<b>Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación</b>	<b>8</b>	<b>(27.282)</b>	<b>557.035</b>
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo		(150.292)	480.299
<b>Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente</b>	<b>8</b>	<b>112.797</b>	<b>(21.265)</b>
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo inicial</b>		<b>521.936</b>	<b>62.902</b>
<b>Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo final</b>	<b>8</b>	<b>484.441</b>	<b>521.936</b>

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros consolidados

# Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

Colbún S.A. fue constituida por escritura pública de fecha 30 de abril de 1986, ante el Notario Público de Santiago Mario Baros G., e inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Talca, a fojas 86, el 30 de mayo de 1986. El Rol Unico Tributario de la Sociedad es el N° 96.505.760-9.

La Compañía se encuentra inscrita como Sociedad Anónima Abierta en el Registro de valores con el número 0295, desde el 1° de septiembre de 1986, y por ello está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Colbún es una compañía generadora de energía eléctrica que al 31 de diciembre de 2009 cuenta con un grupo (en adelante, la compañía o Colbún), formado por diez sociedades: Colbún S.A., sociedad matriz y nueve filiales, además de cuatro coligadas.

El domicilio comercial de Colbún se encuentra en Avenida Apoquindo 4775 piso 11, comuna de Las Condes.

El objeto social de Colbún consiste en la generación, transporte, distribución de energía eléctrica, según se explica con mayor detalle en nota 2.

La Compañía es controlada por Minera Valparaíso S.A. en forma directa, y a través de su filial Forestal Cominco S.A. en forma indirecta.

## 2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

### Objeto de la Compañía

El objeto social de la Compañía es producir, transportar, distribuir y suministrar energía y potencia eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y explotar concesiones y servirse de las mercedes o derechos que obtenga. Asimismo, está facultada para transportar, distribuir, suministrar y comercializar gas natural para su venta a grandes procesos industriales o de generación. Adicionalmente, puede prestar asesorías en el campo de la ingeniería, tanto en el país como en el extranjero.

### Principales activos

El parque de generación está formado por centrales hidráulicas (de embalse y de pasada) y por centrales térmicas (ciclos combinados y ciclos abiertos), que en suma aportan una potencia máxima de 2.615 MW al Sistema Interconectado Central (SIC).

Las centrales hidroeléctricas suman una capacidad de 1.268 MW y se distribuyen en 14 plantas: Colbún, Machicura, San Ignacio y Chiburgo, ubicadas en la Región del Maule; Rucúe y Quilleco, en la Región del Bío Bío; Carena, en la Región Metropolitana; Los Quilos, Blanco, Juncal, Juncalito, Chacabuquito y Hornitos, en la Región de Valparaíso; y Canutillar, en la Región de Los Lagos. Las centrales Colbún, Machicura y Canutillar cuentan con sus respectivos embalses, mientras que las instalaciones hidráulicas restantes corresponden a centrales de pasada.

Las centrales térmicas suman una capacidad de 1.347 MW y se distribuyen en el complejo Nehuenco, ubicado en la Región de Valparaíso; la central Candelaria, en la Región de O'Higgins; la central Antihue, en la Región de los Ríos; y la central Los Pinos ubicada en la Región del Bío Bío.

### Política comercial

La política comercial procura lograr un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación, con el objetivo de obtener un aumento y estabilización de los ingresos, con un nivel aceptable de riesgos ante sequías. Para ello se requiere mantener un adecuado mix de generación térmica e hidráulica.

Como consecuencia de esta política, la Compañía procura que las ventas o compras en el mercado spot no alcancen volúmenes importantes, debido a que sus precios experimentan importantes variaciones, en función de la condición hidrológica.

### Principales clientes

La cartera de clientes está compuesta por clientes regulados y libres:

- » Los clientes regulados son Chilectra S.A., Chilquinta Energía S.A., Conafe S.A., CGE Distribución S.A.
- » Los clientes libres son Codelco para sus divisiones Andina y El Teniente; Cartulinas CMPC S.A. para su planta Maule, Papeles Cordillera S.A. y CMPC Tissue S.A. para la fábrica de Puente Alto; Anglo American Sur S.A. (ex Compañía Minera Disputada de Las Condes Ltda.) para sus faenas de Los Bronces/Las Tórtolas, El Soldado y Chagres; Papeles Norske Skog Bío Bío Ltda. para su planta Concepción; y Lafarge Chile S.A. (ex Cementos Melón) para su planta La Calera.

En forma transitoria, Colbún mantiene como clientes a un grupo de empresas distribuidoras que no tienen contrato con ningún generador y que, por disposición del artículo 27 transitorio del D.F.L. N°4 del 2007, deben ser abastecidos por la totalidad de los generadores a prorrata de sus energías firmes. Estas ventas se realizan a costo marginal, pero su recaudación se efectúa

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

túa al precio nudo más un recargo. La diferencia entre el costo marginal y el precio de cobranza se registra como cuenta por cobrar y será recuperada mediante un recargo de hasta un 20% del precio nudo, por el tiempo que sea necesario, hasta saldar la referida cuenta por cobrar.

### El mercado eléctrico

El sector eléctrico chileno tiene un marco regulatorio de casi 3 décadas de funcionamiento. Este ha permitido desarrollar una industria muy dinámica con alta participación de capital privado. El sector ha sido capaz de satisfacer la creciente demanda de energía, la cual ha crecido en promedio en los últimos 10 años a un 5% en circunstancias que el PIB creció 3% en el mismo período.

El sistema de tarificación del sector se basa en un esquema de costo marginal, que incluye a su vez los criterios de seguridad y eficiencia en la asignación de los recursos. Los costos marginales de la energía resultan de la operación real del sistema eléctrico de acuerdo a la programación económica que efectúa el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) y corresponden al costo variable de producción de la unidad más cara que se encuentra operando en cada instante. La remuneración de la potencia se calcula sobre la base de la potencia firme de las centrales, es decir, el nivel de potencia que la central puede aportar al sistema en las horas de punta, considerando un escenario hidrológico seco y la indisponibilidad probable de sus unidades generadoras. La potencia firme de los generadores se monitorea durante el período mayo-septiembre de cada año y se determina sobre la base de la demanda máxima del sistema en horario de punta según el procedimiento establecido por la autoridad reguladora. El precio de la potencia se determina como una señal económica, representativa de la inversión en aquellas unidades más eficientes para absorber la demanda de potencia, en las horas de mayor exigencia de suministro del sistema.

Chile cuenta con 4 sistemas interconectados y Colbún opera en el de mayor tamaño, el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende desde Taltal por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. El consumo de esta zona representa el 75% de la demanda eléctrica de Chile. Colbún es el segundo generador eléctrico del SIC con una participación de mercado de 25%.

Los generadores pueden tener 3 tipos de clientes: regulados, libres y mercado spot entre generadores.

» En el mercado de clientes regulados, constituido por empresas distribuidoras, los generadores venden energía en contratos de largo plazo a un precio regulado, llamado Precio de Nudo. El Precio de Nudo es calculado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante una metodología que calcula el promedio de los costos marginales o precios spot esperados para los 48 meses siguientes, en base a supuestos de nueva capacidad, crecimiento de la demanda, costos de los combustibles, entre otros.

» Los clientes libres son aquellos que tienen una potencia conectada superior a 2.000 KW, y que negocian libremente sus precios con sus proveedores.

Finalmente el mercado spot es aquel donde los generadores transan los excedentes o déficit de energía y potencia. Se producen déficit o superávit entre la producción propia y los consumos de sus clientes, dado que las órdenes de despacho son exógenas a cada generador.

Cabe destacar que los cambios introducidos en la regulación permitirán que los usuarios con una potencia conectada entre 500 KW y 2.000 KW, puedan optar por un régimen de precios libres o regulados, con un periodo de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen. Por otra parte, a partir del año 2010, las ventas a las empresas distribuidoras, se harán mediante contratos con precios obtenidos en procesos de licitación abiertos, competitivos y transparentes, con lo cual el Precio de Nudo será sólo una referencia. Este cambio quedó estipulado en Ley N° 20.018 publicada en mayo de 2005, generalmente llamada Ley Corta II.

Para inyectar su electricidad al sistema y suministrar energía y potencia eléctrica a sus clientes, Colbún utiliza instalaciones de transmisión de su propiedad y de terceros, conforme a los derechos que le otorga la legislación eléctrica.

Con la publicación de la Ley N° 19.940, en marzo 2004, denominada Ley Corta I, se introdujeron los conceptos de Sistema de Transmisión Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistema de Transmisión Adicional, estableciéndose una metodología transparente y participativa en la determinación de las tarifas por el uso de los Sistemas Troncal y de Subtransmisión.

## 3. RESUMEN PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

### 3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y represen-

tan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

Los estados financieros consolidados de la Compañía correspondientes al año terminado al 31 de diciembre de 2009 los cuales han sido preparados de acuerdo a las NIIF, emitidas por el International Accounting Standard Board (en adelante "IASB. Los presentes estados financieros han sido aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 2 de marzo de 2010.

Los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2008 y 1° de enero de 2008, y los estados de resultados integrales de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo determinados al 31 de diciembre de 2008, que se incluyen para efectos comparativos, han sido preparados de acuerdo a NIIF, sobre una base consistente con los criterios utilizados al 31 de diciembre de 2009.

La compañía cumple con todas las condiciones legales a las que esta sujeta, presenta condiciones de operación normal en cada ámbito en el que se desarrollan sus actividades, sus proyecciones muestran una operación rentable y tiene capacidad de acceder al sistema financiero para financiar sus operaciones, lo que a juicio de la Administración determina su capacidad de continuar como empresa en marcha, según lo establecen las normas contables bajo las que se emiten estos estados financieros.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados. Tal como lo requiere NIIF 1, estas políticas han sido definidas en función de las NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2009 aplicadas de manera uniforme a todos los ejercicios que se presentan en estos estados financieros consolidados.

#### a. Bases de preparación y período

Los presentes estados financieros consolidados de Colbún S.A. comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y el 1° de enero de 2008, y los estados de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujo de efectivo determinados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Los estados financieros consolidados han sido preparados bajo el criterio del costo histórico, excepto los ítems de propiedades, plantas y equipos, los cuales han sido valorizados a su valor reevaluado como se explica en la letra f. de las presentes políticas contables. Las excepciones y exenciones se detallan en Nota 4b.

La información contenida en los presentes estados financieros es responsabilidad de la Administración de Colbún.

La preparación de los estados financieros en conformidad con NIIF requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectan los montos de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período reportado. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la administración sobre los montos reportados, eventos o acciones. Ver nota 6

#### b. Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad matriz y las sociedades controladas por la Compañía. El control es alcanzado cuando la Sociedad matriz tiene el poder para gobernar las políticas financieras y operativas de una entidad y por lo tanto, obtiene beneficios de sus actividades. El detalle de las filiales se describe en el siguiente cuadro:

Sociedad consolidada	País	Moneda funcional	RUT	Porcentaje de participación			
				Diciembre 31, 2009		Diciembre 31, 2008	
				Directo	Indirecto	Total	Total
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	Chile	Dólar	96854000-9	99,9999	-	99,9999	99,9999
Colbún International Limited	Islas Caimán	Dólar	0-E	99,9999	-	99,9999	99,9999
Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.	Chile	Dólar	86856100-9	99,9000	0,1000	100,0000	100,0000
Río Tranquilo S.A.	Chile	Dólar	76293900-2	-	100,0000	100,0000	100,0000
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	Chile	Dólar	86912000-6	99,9999	-	99,9999	99,9999
Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	Chile	Dólar	96590600-2	-	85,0000	85,0000	85,0000
Obras y Desarrollo S.A.	Chile	Dólar	96784960-K	-	99,9000	99,9000	99,9000
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	Chile	Dólar	76528870-3	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000
Termoeléctrica Antihue S.A.	Chile	Dólar	96009904-K	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

Cuando se considera necesario, se han ajustado los estados financieros de las filiales para homogeneizar los criterios contables utilizados por los otros miembros de la Compañía.

Todas las transacciones y los saldos significativos intercompañías han sido eliminados al consolidar, como también se ha dado reconocimiento al interés minoritario que corresponde al porcentaje de participación de terceros en las filiales, el cual está incorporado en forma separada en el patrimonio de Colbún consolidado.

La subsidiaria Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., tiene como subsidiarias a las sociedades Hidroeléctrica Aconcagua S.A., Obras y Desarrollo S.A. y Río Tranquilo S.A., con un 85,0%, 99,9% y un 99,9% de participación, respectivamente.

### c. Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones en sociedades sobre las que Colbún ejerce el control conjuntamente con otra Sociedad o en las que posee una influencia significativa se registran siguiendo el método de participación. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que la compañía posee una participación superior al 20%.

El método de participación consiste en registrar la participación por la fracción del patrimonio neto que representa la participación de Colbún sobre el capital ajustado de la Inversora.

Si el importe resultante fuera negativo se deja la participación a cero a no ser que exista el compromiso por parte de la Compañía de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso se registra la correspondiente provisión para riesgos y gastos.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación, y los resultados obtenidos por estas sociedades que corresponden a Colbún conforme a su participación se incorporan, netos de su efecto tributario, a la Cuenta de Resultados en el "Resultado de sociedades por el método de participación".

### d. Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera

Los estados financieros consolidados han sido preparados en dólares estadounidenses, que corresponde a la moneda funcional y de presentación de la Compañía Matriz Colbún S.A.

Las transacciones en moneda local y extranjera, distintos de la moneda funcional, se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones.

Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas a la moneda funcional, se reconocen en el estado de resultados, excepto si se difieren en patrimonio neto como las coberturas de flujos de efectivo y las coberturas de inversiones netas.

Asimismo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar al cierre de cada ejercicio en moneda distinta de la moneda funcional en la que están denominados los estados financieros de las compañías que forman parte del perímetro de consolidación se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como Resultados Financieros en la cuenta Diferencias de Cambio.

### e. Bases de conversión

Los activos y pasivos en pesos chilenos, euros y en unidades de fomento han sido traducidos a dólares a los tipos de cambio vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, de acuerdo al siguiente detalle:

	Diciembre 31, <b>2009</b> \$	Diciembre 31, <b>2008</b> \$	Diciembre 31, <b>2007</b> \$
Dólar observado	507,10	636,45	496,89
Euros por dólar	0,70	0,71	0,68
Unidades de fomento por dólar	0,02	0,03	0,03

### f. Propiedad, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipos mantenidos para el uso en la generación de los servicios de electricidad o para propósitos administrativos, son presentados a su valor de costo menos la subsecuente depreciación y pérdidas de deterioro en caso que

corresponda. La Compañía definió como criterio de valorización inicial de sus activos fijos, para el primer año de aplicación de las Normas internacionales de contabilidad, el criterio de “Revaluación a valor justo”, monto que representa a partir de este momento el costo inicial de los bienes definidos bajo este rubro. El efecto de la revaluación se presenta acreditado en el patrimonio bajo el rubro otras reservas. Este valor de costo así determinado incluye los siguientes conceptos, según lo permiten las NIIF:

- » El costo financiero de los créditos destinados a financiar obras en ejecución, se capitaliza durante el período de su construcción.
- » Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso.
- » Las obras en curso se traspasan al activo fijo material en explotación una vez finalizado el período de prueba, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.
- » Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un aumento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor costo de los correspondientes bienes.
- » Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor del inmovilizado material, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.
- » Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se imputan a resultados, como costos del ejercicio en que se incurren.

La administración de la Compañía, en base al resultado del test de deterioro explicado en la Nota 6 b), considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

El activo fijo, neto del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que componen dicho activo fijo entre los años de sus vidas útiles técnicas estimadas (Nota 6 a(i)).

#### **g. Intangibles**

Corresponden a Servidumbres y Derechos de aguas adquiridos para la construcción de centrales, los cuales son valorizados de acuerdo al criterio del costo histórico, valor que representa el costo inicial para NIIF.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas se explican en Nota 6 b).

#### **h. Instrumentos financieros**

##### **h.1. Activos financieros**

Los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías:

- a) Activos financieros a valor razonable a través de resultados.
- b) Mantenedos hasta su vencimiento.
- c) Activos financieros disponibles para la venta.
- d) Préstamos y cuentas a cobrar.

La clasificación depende de la naturaleza y el propósito de los activos financieros y se determina en el momento de reconocimiento inicial.

##### **h.1.1 Método de la tasa de interés Efectiva**

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un activo financiero y de la asignación de los ingresos por intereses durante todo el periodo correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos) durante la vida esperada del activo financiero. Todos los pasivos bancarios y obligaciones financieras de la compañía se encuentran registrados bajo éste método.

Los ingresos se reconocen sobre una base de intereses efectivos en el caso de los instrumentos de deuda distintos de aquellos activos financieros clasificados a valor razonable a través de resultados.

##### **h.1.2 Préstamos y cuentas a cobrar**

Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### h.1.3 Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son aquellas inversiones en las que la Compañía tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, y que también son contabilizadas a su costo amortizado. En general las inversiones en instrumentos de corto plazo como Depósitos a Plazo Fijo se reconocen en esta categoría.

### h.1.4 Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados

Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Las variaciones en su valor se registran directamente en el Estado de Resultados en el momento que ocurren. Las inversiones en Fondos Mutuos de corto plazo se reconocen en esta categoría.

### h.1.5 Inversiones disponibles para la venta

Corresponden al resto de inversiones que se asignan específicamente como disponibles para la venta o aquellas que no califican entre las tres categorías anteriores. Estas inversiones se registran a su valor razonable cuando es posible determinarlo en forma fiable.

### h.1.6 Deterioro de activos financieros

Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

Las contrapartes comerciales de Colbún corresponden a empresas de primer nivel en términos de calidad crediticia, y empresas distribuidoras que por su regulación y/o comportamiento histórico no muestran signos de deterioro o atrasos importantes en los plazos de pago, por lo que no se observan deterioros en este sentido.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libro del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Considerando que al 31 de diciembre de 2009 la totalidad de las inversiones financieras de la compañía han sido realizadas en instituciones de la más alta calidad crediticia y que tienen vencimiento en el corto plazo (menor a 90 días), las pruebas de deterioro realizadas indican que no existe deterioro observable.

## h.2. Pasivos financieros

### h.2.1 Clasificación como deuda o patrimonio

Los instrumentos de deuda y patrimonio se clasifican ya sea como pasivos financieros o como patrimonio, de acuerdo con la sustancia del acuerdo contractual.

### h.2.2 Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por Colbún S.A. se registran al monto la contraprestación recibida, netos de los costos directos de la emisión. La Compañía actualmente sólo tiene emitidos acciones de serie única.

### h.2.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican ya sea como pasivo financiero a 'valor razonable a través de resultados' o como 'otros pasivos financieros'.

### h.2.4 Pasivos financieros a valor razonable a través de resultados

Los pasivos financieros son clasificados a valor razonable a través de resultados cuando éstos, sean mantenidos para negociación o sean designados a valor razonable a través de resultados.

### h.2.5 Otros pasivos financieros

Otros pasivos financieros, incluyendo los préstamos, se valorizan inicialmente por el monto de efectivo recibido, netos de los costos de transacción. Los otros pasivos financieros son posteriormente valorizados al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva, reconociendo los gastos por intereses sobre la base de la rentabilidad efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los gastos por intereses durante todo el periodo correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar durante la vida esperada del pasivo financiero o, cuando sea apropiado, un periodo menor cuando el pasivo asociado tenga una opción de prepago que se estime será ejercida.

Las obligaciones por colocación de bonos se presentan a valor neto, es decir, rebajando al valor par de los bonos suscritos los descuentos y gastos asociados a su colocación.

#### **h.2.6 Pasivos financieros dados de baja**

La Compañía da de baja los pasivos financieros únicamente cuando las obligaciones son canceladas, anuladas o expiran.

### **i. Instrumentos financieros derivados**

Los contratos derivados suscritos por la Compañía corresponden fundamentalmente a contratos de cobertura. Los efectos que surjan producto de los cambios del valor justo de este tipo de instrumentos, se registran dependiendo de su valor en activos o pasivos de cobertura, en la medida que la cobertura de esta partida haya sido declarada como altamente efectiva de acuerdo a su propósito. La correspondiente utilidad o pérdida no realizada se reconoce en resultados del período en que los contratos son liquidados o dejan de cumplir las características de cobertura.

La Compañía mantiene vigentes contratos de derivados de moneda, tasa de interés y commodities como el petróleo.

Los derivados inicialmente se reconocen a valor justo a la fecha de la firma del contrato derivado y posteriormente se revalorizan a su valor justo a la fecha de cada cierre. Las ganancias o pérdidas resultantes se reconocen en ganancias o pérdidas en función de la efectividad del instrumento derivado y según la naturaleza de la relación de cobertura. Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de caja del subyacente atribuibles al riesgo cubierto, se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura, con una efectividad que se encuentre en el rango de 80% - 125%. La Compañía denomina ciertos derivados como instrumentos de cobertura del valor justo de activos o pasivos reconocidos o compromisos firmes (instrumentos de cobertura del valor justo), instrumentos de cobertura de transacciones previstas altamente probables o instrumentos de cobertura de riesgo de tipo de cambio de compromisos firmes (instrumentos de cobertura de flujos de caja), o instrumentos de cobertura de inversiones netas en operaciones extranjeras. A la fecha, todos los derivados contratados por la Compañía tienen tratamiento de cobertura de flujos de caja.

Un instrumento derivado se presenta como un activo no corriente o un pasivo no corriente si el periodo de vencimiento remanente del instrumento supera los 12 meses y no se espera su realización o pago dentro de los 12 meses posteriores. Los demás instrumentos derivados se presentan como activos corrientes o pasivos corrientes.

#### **i.1 Derivados implícitos**

La Compañía ha establecido un procedimiento que permite evaluar la existencia de derivados implícitos en contratos financieros y no financieros. En caso de existir un derivado implícito, y si el contrato principal no es contabilizado a valor razonable, el procedimiento determina si las características y riesgos del mismo no están estrechamente relacionados con el contrato principal, en cuyo caso requiere de una contabilización separada.

El procedimiento consiste en una caracterización inicial de cada contrato que permite distinguir aquellos en los cuales podría existir un derivado implícito. En tal caso, dicho contrato se somete a un análisis de mayor profundidad. Si producto de esta evaluación se determina que en el contrato contiene un derivado implícito que requiera su contabilización separada, éste es valorizado por la Gerencia de Operaciones Financieras y los movimientos en su valor razonable son registrados en la cuenta de resultados consolidada de los Estados Financieros.

A la fecha, los análisis realizados indican que no existen derivados implícitos en los contratos de la Compañía que requieran ser contabilizados separadamente.

#### **i.2 Contabilidad de coberturas**

La Compañía denomina ciertos instrumentos como de cobertura, que pueden incluir derivados o derivados implícitos, ya sea como instrumentos de cobertura del valor justo, instrumentos de cobertura de flujos de caja, o instrumentos de cobertura de inversiones netas en operaciones extranjeras.

Al inicio de la relación de cobertura, Colbún documenta la relación entre los instrumentos de cobertura y el ítem cubierto, junto con los objetivos de su gestión de riesgo y su estrategia para realizar diferentes transacciones de cobertura. Además, al inicio de la cobertura y de manera continuada, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura utilizado en una relación de cobertura es altamente efectivo en compensar cambios en los valores justos o flujos de caja del ítem cubierto. La Nota 14 presenta el detalle de los valores justos de los instrumentos derivados utilizados con propósitos de cobertura.

#### **i.3 Instrumentos de cobertura del valor justo**

El cambio en los valores justos de los instrumentos derivados denominados y que califican como instrumentos de cobertura del valor justo, se contabilizan en ganancias y pérdidas de manera inmediata, junto con cualquier cambio en el valor justo del ítem cubierto que sea atribuible al riesgo cubierto. A la fecha, la Compañía no ha clasificado coberturas como de este tipo.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### i.4 Coberturas de flujos de caja

La porción efectiva de los cambios en el valor justo de los instrumentos derivados que se denominan y califican como instrumentos de cobertura de flujos de caja se difiere en el patrimonio, en una reserva de Patrimonio Neto denominada "Cobertura de Flujo de Caja". La ganancia o pérdida relacionada a la porción ineficaz se reconoce de manera inmediata en ganancias o pérdidas, y se incluye en la línea de "otras ganancias o pérdidas" del estado de resultados. Los montos diferidos en el patrimonio se reconocen como ganancias o pérdidas en los períodos cuando el ítem cubierto se reconoce en ganancias o pérdidas, en la misma línea del estado de resultados que el ítem cubierto fue reconocido. Sin embargo, cuando la transacción prevista que se cubre resulta en el reconocimiento de un activo no financiero o un pasivo no financiero, las ganancias y pérdidas previamente diferidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen en la valorización inicial del costo de dicho activo o pasivo.

La contabilidad de coberturas se descontinúa cuando la Compañía anula la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, se finaliza, o ejerce, o ya no califica para la contabilidad de coberturas. Cualquier ganancia o pérdida diferida en el patrimonio en ese momento se mantiene en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista finalmente se reconoce en ganancias o pérdidas. Cuando ya no es esperable que una transacción prevista ocurra, la ganancia o pérdida acumulada que fue diferida en el patrimonio se reconoce de manera inmediata en ganancias o pérdidas.

### j. Inventarios

En este rubro se registra el stock de gas y petróleo, los que se encuentran valorizados al precio medio ponderado y existencias de almacén, los que se encuentran valorizados a su costo. Las valorizaciones no superan el valor neto de realización.

### k. Estado de flujo de efectivo

Para efectos de preparación del Estado de flujo de efectivo, la Compañía y subsidiarias han definido las siguientes consideraciones:

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses. En el balance de situación, los sobregiros bancarios se clasifican como recursos ajenos en el pasivo corriente.

Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Compañía, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.

Actividades de inversión: Corresponden a actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

Actividades de financiación: Corresponden a actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

### l. Impuesto a las ganancias

La Sociedad y sus filiales determinan la base imponible y calculan su impuesto a la renta de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada período. La Sociedad matriz presenta pérdida tributaria en cada período por lo que no se ha provisionado impuesto a la renta.

Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria de activos y pasivos se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 "Impuesto a las ganancias".

El impuesto sobre sociedades se registra en la Cuenta de Resultados Consolidada o en las cuentas de patrimonio neto del Balance de Situación Consolidado en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos, y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

Las variaciones producidas en el ejercicio en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en la cuenta de resultado del Estado de Resultados Integrales consolidados o directamente en las cuentas de patrimonio del Estado de Situación Financiera, según corresponda.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de utilidades tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias.

Los activos y pasivos tributarios no monetarios se determinan en pesos chilenos y son traducidos a la moneda funcional de la compañía al tipo de cambio de cierre de cada periodo, las variaciones de la tasa de cambio dan lugar a diferencias temporarias.

#### **m. Indemnización por años de servicio**

Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicios surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo suscritos con los trabajadores de la Compañía en los que se establece el compromiso por parte de la empresa. La Compañía reconoce el costo de beneficios del personal de acuerdo a un cálculo actuarial, según lo requiere NIC 19 "Beneficios del personal" el que incluye variables como la expectativa de vida, incremento de salarios, etc. Para determinar dicho cálculo se ha utilizado una tasa de descuento del 5,5% anual.

El estudio actuarial fue elaborado por el actuario independiente Sr. Pedro Arteaga, de la empresa Servicios Actuariales S.A., en base a los supuestos proporcionados por la administración.

El importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del ejercicio se presenta en el ítem Provisiones del pasivo no corriente del Balance de Situación Financiera Consolidado.

#### **n. Provisiones**

Las obligaciones existentes a la fecha del balance, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales para la Compañía cuyo importe y momento de cancelación son indeterminados se registran como provisiones por el valor actual del importe más probable que se estima que la Compañía tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones son re-estimadas periódicamente y se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible a la fecha de cada cierre contable.

#### **o. Reconocimiento de ingresos**

Los ingresos provenientes de la venta de energía eléctrica se valorizan a su valor justo del monto recibido o por recibir y representa los montos para los servicios prestados durante las actividades comerciales normales, reducido por cualquier descuento o impuesto relacionado.

La siguiente es una descripción de las principales políticas de reconocimiento de ingresos de la Compañía, para cada tipo de cliente:

- » Clientes regulados - compañías de distribución: Los ingresos por la venta de energía eléctrica se registran sobre la base de la entrega física de la energía y potencia, en conformidad con contratos a largo plazo a un precio regulado estipulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE).
- » Clientes regulados sin contrato - compañías de distribución: La Compañía registra las ventas de energía no facturadas a distribuidores sobre base devengada a su costo marginal, según lo indicado en el artículo transitorio N° 3 de la Ley 20.018. Esta regulación establece que "las compañías generadoras de energía recibirán el precio nudo actual de los distribuidores sujetos a la regulación de precios no cubierta por contratos, abonando o cargando las diferencias positivas o negativas, respectivamente, entre el costo marginal y el precio de nudo actual".
- » Clientes no regulados - capacidad de conexión mayor a 2.000 KW. Los ingresos de las ventas de energía eléctrica para estos clientes se registran sobre la base de entrega física de energía y poder a las tarifas especificadas en los contratos respectivos.
- » Clientes mercado spot - otras compañías generadoras. Los ingresos de las ventas de energía eléctrica se registran sobre la base de entrega física de energía y poder, entre otras compañías generadoras, a su costo marginal. El mercado spot está donde los generadores comercializan su superávit o déficit de energía y capacidad eléctrica. Los superávit de energía y potencia se registran como ingresos y los déficit se registran como gasto dentro del estado de resultado.

Cuando se intercambian o cambian bienes o servicios por bienes o servicios de naturaleza y valor similar, el intercambio no se considera como una transacción que genere ingresos.

La Compañía registra el monto neto de los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el monto neto en efectivo, o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han establecidos o mantenidos con el fin de recibir o entregar tales elementos no financieros se registran según los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de uso esperado por la entidad. Los ingresos por intereses se registran según el periodo de referencia del capital pendiente y considera la tasa de interés aplicable actual.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

Adicionalmente, cualquier impuesto recibido por los clientes y remitidos a las autoridades gubernamentales (por ejemplo, IVA, impuestos por ventas o tributos) se registran sobre una base neta y por lo tanto se excluyen de los ingresos en el estado de resultados consolidado.

### **o.1 Ingresos por dividendos e intereses**

Los ingresos por dividendos de inversiones se reconocen cuando se ha establecido el derecho de recibir el pago.

Los ingresos por intereses se devienen sobre la base del tiempo, por referencia al capital por pagar y la tasa de interés efectiva aplicable, que es la tasa que rebaja exactamente los ingresos de dineros futuros y estimados a través de la vida útil esperada del activo financiero al valor libro neto de dicho activo.

### **p. Dividendos**

El dividendo a cuenta de los resultados de Colbún S.A., es aprobado por la Junta de Accionistas y figuran disminuyendo el patrimonio neto.

De acuerdo a lo establecido en la Ley de sociedades anónimas N° 18025 en su artículo N° 79 la Compañía provisiona al cierre de cada período el 30% del resultado del mismo.

### **q. Medio ambiente**

La Compañía, de acuerdo a su calidad de proveedor de energía eléctrica, adhiere a los principios del Desarrollo Sustentable, los cuales compatibilizan el desarrollo económico cuidando el medio ambiente y la seguridad y salud de sus colaboradores.

La Compañía reconoce que estos principios son claves para el bienestar de sus colaboradores, el cuidado del entorno y para lograr el éxito de sus operaciones.

A través de la aplicación de su sistema de gestión integrado, es política de la Compañía:

- » Cumplir con los requerimientos establecidos en la legislación aplicable a sus actividades y recurrir a estándares adecuados cuando no existan leyes o regulaciones.
- » Promover entre sus colaboradores una preocupación y respeto por el medio ambiente y por la seguridad y salud ocupacional, enfatizando la responsabilidad personal, y proveyendo a su vez el uso de prácticas y entrenamiento adecuados.
- » Diseñar, operar y mantener sus instalaciones con el objetivo de prevenir los incidentes y controlar que las emisiones y el manejo de residuos se mantengan bajo los niveles que se consideren dañinos.
- » Responder en forma rápida y efectiva y con el debido cuidado, en las emergencias o accidentes que ocurran en sus operaciones, en conjunto con las organizaciones y autoridades que competan.
- » Identificar y evaluar riesgos relacionados a instalaciones y operaciones, que potencialmente afecten al medio ambiente, y/o a la seguridad y salud de sus colaboradores y/o al público.
- » Implementar programas y medidas de protección adecuadas para controlar los riesgos identificados.
- » Integrar a la gestión de la empresa las variables ambientales y de seguridad y salud ocupacional, con el fin de prevenir y mitigar los impactos ambientales adversos y los riesgos laborales asociados a sus actividades.
- » Utilizar los recursos naturales renovables de forma que no pierdan su capacidad de auto-depuración o regeneración.
- » Utilizar los combustibles fósiles, cuidando maximizar la eficiencia energética y minimizar en lo posible el impacto ambiental.
- » Promover el estudio y la implementación de tecnologías limpias y amigables con el medio ambiente para el desarrollo de sus actividades.
- » Llevar a cabo revisiones y evaluaciones apropiadas en sus operaciones con el objeto de medir el progreso y velar por el cumplimiento de esta política.

Cumplir con estos compromisos es responsabilidad de toda la empresa.

### **r. Vacaciones al personal**

El gasto de vacaciones se registra en el período en que se devenga el derecho, de acuerdo a lo establecido en la NIC N°19.

### **s. Clasificación de saldos en corriente y no corriente**

En el Estado de situación financiera consolidado adjunto los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como Corriente aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como No corriente los de vencimiento superior a dicho período.

#### t. Reclasificaciones

Para efectos comparativos se han efectuado ciertas reclasificaciones en los estados financieros de 2008.

#### 3.2 Nuevos pronunciamientos contables

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria y la Administración decidió no aplicarlos retrospectivamente:

Norma	Descripción	Fecha de aplicación
<b>NUEVAS NIIF</b>		
NIIF 9	Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
<b>ENMIENDA NIIF</b>		
NIIF 1 (Revisada)	Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009
NIIF 2	Pagos basados en acciones	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2010
NIIF 3 (Revisada)	Combinación de negocios	Períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009
NIC 27 (Revisada)	Estados Financieros Consolidados e Individuales	Períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009
NIC 24	Revelación de Partes Relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
NIC 32	Clasificación de Derechos de Emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de febrero de 2010
NIC 39	Instrumentos Financieros: Medición y Reconocimiento – Items cubiertos elegibles Mejoras a NIIFs – colección de enmiendas a doce Normas Internacionales de Información Financiera	Aplicación retrospectiva para períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2009 Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2010
<b>NUEVAS INTERPRETACIONES</b>		
CINIIF 17	Distribución de activos no monetarios a propietarios	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2009
CINIIF 19	Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2010
<b>ENMIENDA A INTERPRETACIONES</b>		
CINIIF 14	El límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

La Administración de la Compañía y sus Subsidiarias estiman que la adopción de las Normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas, no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo en el período de su aplicación inicial.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 4. TRANSICIÓN A LAS NIIF

#### a. Bases de la transición a las NIIF

Tal como se describió en la Nota 3.1, hasta el 31 de diciembre de 2008, Colbún y sus filiales emitieron sus estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile y normas e instrucciones emitidas por la SVS y a contar del 1 de enero de 2009, los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

Con base en lo anteriormente indicado, la Compañía definió como su período de transición a las NIIF el año 2008, definiendo como período para la medición de los efectos de primera aplicación al 1 de enero de 2008.

##### a.1 Aplicación de NIIF 1

Los estados financieros consolidados de Colbún por el período terminado el 31 de marzo de 2009 son los primeros estados financieros consolidados preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Colbún y filiales han aplicado NIIF 1 al preparar sus estados financieros consolidados.

La fecha de transición de Colbún es el 1 de enero de 2008. Colbún ha preparado su balance de apertura bajo NIIF a dicha fecha.

Con base en el análisis de los factores primarios y secundarios establecidos en la NIC 21, Colbún y sus filiales han determinado que la moneda funcional de sus operaciones es el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica.

De acuerdo a NIIF 1 en la elaboración de los estados financieros consolidados antes mencionados, se han aplicado todas las excepciones obligatorias y algunas de las exenciones optativas a la aplicación retroactiva de las NIIF.

#### b. Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por Colbún

##### b.1 Combinaciones de negocio

Colbún ha aplicado la exención establecida en la NIIF 1 para las combinaciones de negocios. Por lo tanto, no ha reexpresado las combinaciones de negocios que tuvieron lugar con anterioridad a la fecha de transición de 1 de enero de 2008.

##### b.2 Valor razonable o revalorización como costo atribuible.

Colbún ha elegido medir sus activos de propiedad, planta y equipo a su valor razonable a la fecha de transición, que corresponde al 1 de enero de 2008.

##### b.3 Reexpresión de comparativos respecto de NIC 32 y NIC 39

Colbún ha reclasificado inversiones como disponibles para la venta a la fecha de transición según la NIC 39, que según Principios contables chilenos estaban registrados como valores negociables.

#### c. Conciliación del Patrimonio y Resultado Neto determinado de acuerdo a NIIF y Principios contables generalmente aceptados en Chile (PCGA Chile).

Las conciliaciones presentadas a continuación muestran la cuantificación del impacto de la transición a las NIIF en la Compañía. La conciliación proporciona el impacto de la transición con los siguientes detalles:

A continuación se presenta la conciliación del patrimonio neto y resultado al 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 entre PCGA Chile y NIIF.

	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>Patrimonio neto según PCGA Chile</b>	<b>2.535.351</b>	<b>2.560.666</b>
Incorporación de los accionistas minoritarios	10.157	14.651
Reservas de conversión (1)	441.694	-
Propiedad Planta y Equipo a costo revaluado (2)	535.466	535.466
Eliminación cuentas complementarias de impuestos diferidos (3)	(132.577)	(132.577)
Impuestos diferidos (4)	(89.778)	(89.778)
Beneficio a los empleados	(5.931)	(5.931)
Inversiones en asociadas valorizadas a NIIF (5)	(15.341)	(15.341)
Intangibles (6)	(13.010)	(13.010)
Provisión mantención mayor (7)	11.579	11.579
Reservas de cobertura (8)	(71.070)	-
Ajuste reservas de cobertura	682	682
Reserva conversión inversión en empresas relacionadas	(2.804)	-
Ajuste resultados en NIIF	18.489	-
Ajuste participación minoritaria	7.228	(1.744)
Dividendo mínimo legal	(14.830)	-
<b>Total de ajustes a NIIF</b>	<b>669.797</b>	<b>289.346</b>
<b>Patrimonio neto según NIIF</b>	<b>3.215.305</b>	<b>2.864.663</b>

	Enero 1, Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
<b>Ganancia según PCGA Chile</b>	<b>45.300</b>
Corrección monetaria (9)	47.350
Variación diferencia de cambio (10)	(33.403)
Variación impuesto renta (11)	(20.243)
Variación depreciación (12)	18.096
Eliminación amortización intangibles	1.339
Beneficio a los empleados	(1.425)
Ajuste derivados	7.023
Otros	(248)
<b>Total de ajustes a NIIF</b>	<b>18.489</b>
<b>Ganancia según NIIF</b>	<b>63.789</b>

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### Explicación de los principales ajustes:

#### (1) Reservas de conversión

El efecto de conversión se debe a que a contar del 1° de enero de 2009, la Compañía adoptó como su moneda funcional el dólar estadounidense. Este efecto se genera por que para fines de determinar el patrimonio en dólares, todos los movimientos del mismo se han valorizado a dólares históricos.

#### (2) Revalorización de Propiedad Planta y Equipo bajo costo atribuido

Como parte del proceso de primera adopción, la Compañía optó por valorizar su Propiedad Planta y Equipo a valor justo y utilizar este valor como costo atribuido, acogiéndose a la exención presentada en NIIF 1.

La Compañía efectuó una tasación de los bienes que conforma el rubro Propiedad plantas y equipos, registrándose un efecto neto de mayor valor al 1° de enero de 2008 de MUS\$535.466 como ajuste de transición a las NIIF, efecto que se ha reportado con abono a la cuenta reservas de convergencia a NIIF en el patrimonio y se descontinúa la aplicación de la corrección monetaria tal como lo establecen estas normas.

#### (3) Eliminación de cuentas complementarias

De acuerdo a NIIF cualquier diferencia entre el valor contable y tributario de un activo o pasivo representa la existencia de un impuesto diferido que debe registrarse en el estado de situación financiera. Bajo PCGA en Chile la determinación de los impuestos diferidos sigue un esquema similar, excepto porque los PCGA en Chile permitían contabilizar el efecto de la primera aplicación de los impuestos diferidos contra una cuenta complementaria del estado de situación financiera. Dichos activos (pasivos) complementarios eran amortizados contra resultado en los períodos estimados de reverso de la diferencia temporal que le dio origen, lo cual origina una diferencia con las NIIF que debió ser ajustada en el proceso de adopción.

#### (4) Impuestos diferidos.

El ajuste en IFRS por impuestos diferidos se origina por las diferencias temporarias generadas por revaluación de activos y pasivos bajo IFRS versus los respectivos valores tributarios

#### (5) Inversión en asociadas valorizadas a NIIF.

Corresponde a la eliminación del efecto por corrección monetaria de los activos y pasivos no monetarios registrados de acuerdo a Chile Gaap. NIC 21 establece que sólo se aplican mecanismos de corrección monetaria para economías hiperinflacionarias y considerando que de acuerdo con los parámetros de medición de la referida norma, Chile no se encuentra dentro de este tipo de economías, los efectos de este criterio contable Chile GAAP se deben eliminar bajo IFRS.

#### (6) Intangibles.

Corresponde a la eliminación del efecto por corrección monetaria de los activos Intangibles registrado de acuerdo a Chile GAAP.

#### (7) Provisión mantención

NIIF requiere que los costos por mantenciones mayores a los bienes del activo fijo, se reflejen sólo en el momento en que estos costos se realizan. De acuerdo con esto, la provisión para mantenciones mayores ascendente a MUS\$11.579 a ser incurridos en períodos futuros, constituida de acuerdo a PCGA en Chile, ha sido eliminada para fines de NIIF.

#### (8) Reservas de cobertura

Bajo NIIF las variaciones en el valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de flujo de caja, deben registrarse, netas de ajustes por ineffectividad, en una reserva del patrimonio. Bajo PCGA en Chile dicha variación se registra como una pérdida diferida (activo) o utilidad diferida (pasivo) en el estado de situación financiera.

#### (9) Eliminación de la Corrección Monetaria

Los PCGA chilenos requieren que los estados financieros sean ajustados para mostrar el efecto de la pérdida en el poder adquisitivo del peso chileno en la posición financiera y la utilidad operacional de las entidades que reportan. El método descrito a continuación se basa en un modelo que requiere el cálculo de la utilidad o pérdida neta debido a la inflación neta atribuida a los activos y pasivos monetarios expuestos a las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda local. Los costos históricos de los activos y pasivos no monetarios, las cuentas de patrimonio y las cuentas de resultados han sido corregidas para reflejar la variación en el IPC desde la fecha de adquisición hasta el cierre del ejercicio. La utilidad o pérdida en el poder adquisitivo incluida en las utilidades o pérdidas netas reflejan los efectos de la inflación chilena sobre los activos y pasivos monetarios que posee la Compañía.

NIIF no considera el ajuste monetario debido a la inflación, en países que no son hiperinflacionarios tales como Chile. Por lo tanto, las cuentas del estado de resultados y el balance general no se corrigen monetariamente por efectos de la inflación y las variaciones son nominales. El efecto de la corrección monetaria afecta principalmente a las cuentas de activos no monetarios, depreciación y patrimonio. El efecto de la aplicación de la corrección monetaria descrita anteriormente, se incluye en la reconciliación.

#### **(10) Variación de la tasa de cambio**

La compañía ha definido al dólar estadounidense como su moneda funcional en conformidad con NIIF. En consecuencia, los efectos de eliminar las diferencias de cambio registrados según PCGA chilenos son eliminadas y las diferencias de cambio de los balances en las monedas distintas al dólar estadounidense son incorporadas.

#### **(11) Variación del impuesto a la renta**

### **i. Cuentas complementarias**

Al 1 de enero de 2000, la compañía registró el impuesto a la renta en conformidad con el Boletín Técnico N° 60 emitido por el Colegio de Contadores de Chile y sus correspondientes modificaciones, reconociendo (mediante el uso del método de pasivos) los efectos del impuesto diferido sobre las diferencias temporarias entre la base financiera y tributaria de activos y pasivos. El efecto de los activos y pasivos por impuestos diferidos no registrados antes del 1 de enero de 2000 se registran como una provisión de transición. Tales activos y pasivos complementarios se amortizan contra el ingreso durante los períodos estimados de reverso correspondientes a las diferencias temporarias existentes con las cuales se relacionan los activos y pasivos por impuestos diferidos. Los efectos de las cuentas complementarias descritas anteriormente, que han sido eliminadas bajo IFRS, se incluyen en la reconciliación.

### **ii. Efecto de los impuestos diferidos por ajustes de IFRS**

Bajo IFRS, las compañías deben registrar los impuestos diferidos según NIC 12 "Impuestos a la Renta", lo que requiere de un enfoque sobre los activos y pasivos para la contabilización e información de los impuestos diferidos, bajo los siguientes principios básicos: (a) un activo o pasivo por impuesto diferido se reconoce para los efectos tributarios estimados atribuibles a diferencias temporarias y pérdidas tributarias de arrastre; (b) la valorización de activos y pasivos por impuestos diferidos se basa en las provisiones de la ley tributaria promulgada y el efecto de los cambios futuros en leyes o tasas tributarias no se anticipa; y (c) la valorización de los activos por impuestos diferidos se reconoce solamente, si sobre la base del peso de evidencia disponible, sea probable que se realicen. Los efectos de los ajustes de activos y pasivos por impuestos diferidos debido a la conversión se incluyen en la reconciliación.

#### **(12) Variación gasto de depreciación**

Como parte de la transición a IFRS, la Compañía eligió valorizar su activo fijo a su valor justo y utilizar dicho valor justo como su costo atribuido, por lo tanto esta ha generado diferencias en el gasto de depreciación.

## **5. GESTIÓN DE RIESGO FINANCIERO**

### **5.1 Política de Gestión de Riesgos**

La estrategia de Gestión de Riesgo está orientada a resguardar los principios de estabilidad y sustentabilidad de la Compañía, eliminando o mitigando las variables de incertidumbre que la afectan o puedan afectar.

Gestionar integralmente los riesgos supone identificar, medir, analizar y controlar los distintos riesgos incurridos por las distintas gerencias de la Compañía, así como estimar el impacto en la posición consolidada de la misma, su seguimiento y control en el tiempo. En este proceso intervienen tanto la alta dirección de Colbún como las áreas tomadoras de riesgo.

Los límites de riesgo tolerables, las métricas para la medición del riesgo, la periodicidad de los análisis de riesgo son políticas normadas por el Directorio de la Compañía.

La función de control de riesgo es realizada por un Comité de Administración con el apoyo de las Gerencias de Gestión de Riesgo y la Gerencia de Control de Gestión y Operaciones Financieras, perteneciente a la División Negocios y Gestión de Energía y de la División Finanzas y Administración, respectivamente.

### **5.2 Factores de riesgo**

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos que se han clasificado en Riesgos del Negocio Eléctrico y Riesgos Financieros.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 5.2.1 Riesgos del negocio eléctrico:

Son los riesgos de carácter estratégico debido a factores externos e internos de la compañía tales como el ciclo económico, hidrología, nivel de competencia, patrones de demanda, estructura de la industria, cambios en la regulación y niveles de precios de los combustibles. También dentro de esta categoría están los riesgos provenientes de la gestión de proyectos, fallas en equipos y mantención.

De los riesgos de Negocio Eléctrico, para el año 2009 los principales se encuentran asociados a la Hidrología y los precios de los combustibles, los que se detallan a continuación:

#### a. Riesgo hidrológico

El 50% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidráulicas las que permiten suministrar los compromisos de la empresa a bajos costos operativos. Sin embargo, en condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado o ciclo abierto operando principalmente con diesel o realizar compras de energía en el mercado spot para el suministro de sus compromisos con clientes directos.

Esta situación encarece los costos de Colbún aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas.

La exposición de la compañía al riesgo hidrológico se puede evaluar en función de su capacidad de generación de energía en distintos escenarios hidrológicos en relación a su nivel de compromisos comerciales. La generación promedio para el conjunto de centrales hidráulicas de Colbún, de acuerdo a la estadística hidrológica conocida, es de aproximadamente 7.500 GWh anuales. Una variación de 10% en la generación hidráulica promedio de Colbún producto de variaciones en la condición hidrológica implicaría un impacto en resultados anuales de aproximadamente US\$ 70 millones en las actuales condiciones del mercado spot. Sin embargo, frente a condiciones hidrológicas más extremas, Colbún contó durante el año 2009 con esquemas de seguros/coberturas que cubren los riesgos asociados a dicha exposición.

#### b. Riesgo de precios de los combustibles

Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas Colbún debe hacer uso de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. En estos escenarios el costo de producción de Colbún o los costos marginales se encuentran directamente afectados por los precios de los combustibles.

Para el año 2009, Colbún desarrolló coberturas con instrumentos derivados de bajo riesgo adquiridos a diversas instituciones financieras para mitigar este conjunto de riesgos. Estas coberturas así como las necesidades de estos productos se revisan periódicamente con el objeto de mantener permanentemente mitigados los riesgos que enfrenta o pueda llegar a enfrentar la Compañía.

Esta exposición se puede evaluar si se considera que la generación con centrales térmicas ha sido aproximadamente 320 GWh mensuales (como promedio mensual del año 2009). Una variación en los precios internacionales del petróleo de US\$10/bbl implicaría, en las actuales condiciones de mercado, un impacto de aproximadamente US\$5,8 millones mensuales en el costo de producción de la Compañía. Los efectos extremos adversos originados por esta variable están limitados por las coberturas tomadas vía opciones call.

### 5.2.2 Riesgos financieros:

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contrapartida u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

#### a. Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, por las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción, y por la deuda contratada en moneda distinta a la moneda funcional de la compañía.

Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards.

En términos de calce de monedas el balance actual de la compañía presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" en pesos se traduce en un resultado por diferencia de cambio de aprox. US\$ 4 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

## b. Riesgo de tasa de interés

Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable.

El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la compañía.

Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a las estimaciones de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y collars.

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

TASA DE INTERÉS			
	Diciembre 31, <b>2009</b>	Diciembre 31, <b>2008</b>	Enero 1, <b>2008</b>
	%	%	%
Fija	100	93	91
Variable	0	7	9
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Del cuadro anterior se desprende que Colbún tiene exposición nula al riesgo de tasa de interés, dada su política de fijación de tasas de interés de largo plazo.

## c. Riesgo de crédito

La empresa se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. Sumado a esto gran parte de los cobros que realiza Colbún son a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia.

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

Al 31 de diciembre de 2009 la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a grado de inversión y un 90% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A+ o superior.

## d. Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc.

Los fondos necesarios para hacer frente a éstas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

Al 31 de diciembre de 2009 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$484 millones, invertidos en fondos mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 45 días. Asimismo, la compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 6 millones, dos líneas de bonos en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, una línea de efectos de comercio en el mercado local por UF 2,5 millones (UF 0,5 millones utilizados) y líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 5.3 Medición del riesgo

La Compañía realiza periódicamente análisis y mediciones de su exposición a las distintas variables de riesgo, de acuerdo a lo presentado en párrafos anteriores.

Para efectos de medir su exposición Colbún emplea metodologías ampliamente utilizadas en el mercado para realizar análisis de sensibilidad sobre cada variable de riesgo, de manera que la administración pueda manejar la exposición de la Compañía a las distintas variables y su impacto económico.

## 6. CRITERIOS CONTABLES CRÍTICOS

La administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros. Cambios en los supuestos y estimaciones podrían tener un impacto significativo en los estados financieros. A continuación se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la administración:

### a. Cálculo de depreciación y amortización, y estimación de vidas útiles asociadas:

Tanto los activos fijos como los activos intangibles con vida útil definida, son depreciados y amortizados linealmente sobre la vida útil estimada. Las vidas útiles han sido estimadas y determinadas, considerando aspectos técnicos, naturaleza del bien, y estado de los bienes. Las vidas útiles estimadas al 31 de diciembre de 2009, 31 diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008 son las siguientes:

#### (i) Vidas útiles Propiedades plantas y equipos:

El detalle de las vidas útiles de las principales Propiedades plantas y equipos se presenta a continuación:

VIDAS ÚTILES	Intervalo de años de vida útil estimada		
	Diciembre 31, <b>2009</b>	Diciembre 31, <b>2008</b>	Enero 1, <b>2008</b>
Construcción y obras de infraestructura	30 - 50	30 - 50	30 - 50
Maquinarias y equipos	20 - 40	20 - 40	20 - 40
Otros activos	10- 20	10- 20	10- 20

#### (ii) Vidas útiles activos intangibles (con vidas útiles definidas):

Las vidas útiles sobre los activos intangibles de la Compañía corresponden a software y similares, los cuales se amortizan de acuerdo a la duración del contrato respectivo, con un tope máximo de 3 años.

#### (iii) Vidas útiles activos intangibles (con vidas útiles indefinidas):

La Compañía efectuó un análisis de las vidas útiles de los activos intangibles, servidumbres y derechos de aguas, concluyendo que no existe un límite previsible de tiempo a lo largo del cual el activo genere entradas de flujos neto de efectivo. Para estos activos intangibles se determinó que sus vidas útiles tienen el carácter de indefinidas.

### b. Deterioro de activos tangibles e intangibles, excluyendo el menor valor

A la fecha de cierre de cada año, o en aquella fecha en que se considere necesario, se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que el activo pertenece.

En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado activos tangibles o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio o bajo circunstancias consideradas necesarias para realizar tal análisis.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado descontado el costo necesario para su venta y el valor de uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del inmovilizado material, el valor de uso es el criterio utilizado por la Compañía.

Para estimar el valor de uso, la Compañía prepara las provisiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes aprobados por la Administración de la Compañía. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones disponibles de ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las mejores estimaciones, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa, antes de impuestos, que recoge el costo de capital del negocio en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general para el negocio.

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo en el cuadro "Amortizaciones" de la Cuenta de Resultados.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento.

La administración de la Compañía, en base al resultado del test de deterioro, anteriormente explicado, considera que no existen indicios de deterioro del valor contable de los activos tangibles e intangibles ya que estos no superan el valor recuperable de los mismos.

#### **c. Activos financieros retenidos hasta el vencimiento**

Los directores han revisado los activos financieros de la Compañía retenidos hasta el vencimiento a la luz de los requisitos de liquidez y mantención de capital y ha confirmado la intención positiva y la capacidad de la Compañía de retener dichos activos hasta el vencimiento.

#### **d. Valor justo de los derivados y otros instrumentos financieros**

Tal como se describe en la Nota 5, la Administración usa su criterio al seleccionar una técnica de valorización apropiada de los instrumentos financieros que no se cotizan en un mercado activo. Se aplican las técnicas de valorización usadas comúnmente por los profesionales del mercado. En el caso de los instrumentos financieros derivados, se forman las presunciones basadas en las tasas cotizadas en el mercado, ajustadas según las características específicas del instrumento. Otros instrumentos financieros se valorizan usando un análisis de la actualización de los flujos de efectivo basado en las presunciones soportadas, cuando sea posible, por los precios o tasas observables de mercado.

#### **e. Litigios y contingencias**

La compañía evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales.

En los casos que la administración y los abogados de la Compañía han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentran en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

## **7. OPERACIONES POR SEGMENTOS**

El negocio básico de la Colbún es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con activos que producen dicha energía, la que es vendida a diversos clientes con los cuales se mantienen contratos de suministros y a otros sin contrato de acuerdo a lo estipulado en la Ley.

El sistema de control de gestión de Colbún analiza el negocio desde una perspectiva de un mix de activos hidráulico / térmico que producen energía eléctrica para servir a un cartera de clientes. En consecuencia, la asignación de recursos y las medidas de desempeño se analizan en términos agregados.

Sin perjuicio de lo anterior, la gestión interna considera criterios de clasificación para los activos y para los clientes, para efectos meramente descriptivos pero en ningún caso de segmentación de negocio.

Algunos de estos criterios de clasificación son, por ejemplo, la tecnología de producción: plantas hidroeléctricas (que a su vez pueden ser de pasada o de embalse) y plantas térmicas (que a su vez pueden ser de ciclo combinado, de ciclo abierto, etc.). Los clientes, a su vez, se clasifican siguiendo conceptos contenidos en la regulación en clientes libres, clientes regulados y mercado spot (ver Nota 2).

No existe una relación directa entre cada una de las plantas generadoras y los contratos de suministro, sino que éstos se establecen de acuerdo a la capacidad total de Colbún, siendo abastecidos con la generación de cualquiera de las plantas o, en su defecto, con compras de energía a otras compañías generadoras.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

Colbún es parte del sistema de despacho del CDEC-SIC, por lo que la generación de cada una de las plantas está definida por ese sistema de despacho, de acuerdo a la definición de óptimo económico para la totalidad del SIC.

Como Colbún S.A. opera sólo en el Sistema Interconectado Central, no es aplicable una segmentación geográfica.

La regulación eléctrica en Chile contempla una separación conceptual entre energía y potencia, pero no por tratarse de elementos físicos distintos, sino para efectos de tarificación económicamente eficiente. De ahí que se distinga entre energía que se tarifica en unidades monetarias por unidad de energía (KWh, MWh, etc.) y potencia que se tarifica en unidades monetarias por unidad de potencia – unidad de tiempo (KW-mes).

En consecuencia, para efectos de la aplicación de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo para Colbún S.A., a la totalidad del negocio ya señalado.

### INFORMACIÓN SOBRE PRODUCTOS Y SERVICIOS

	Acumulado Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Acumulado Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Ventas de energía	916.839	1.168.501
Ventas de potencia	155.093	141.427
Otros ingresos	87.350	35.742
<b>Total ventas</b>	<b>1.159.282</b>	<b>1.345.670</b>

### INFORMACIÓN SOBRE VENTAS A CLIENTES PRINCIPALES

	Acumulado Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	%	Acumulado Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	%
Chilectra	425.284	37	424.437	32
Codelco	144.253	12	137.741	10
AngloAmerican	112.944	10	108.819	8
Conafe	146.116	13	194.627	14
Otros	330.685	29	480.046	36
<b>Total ventas</b>	<b>1.159.282</b>	<b>100</b>	<b>1.345.670</b>	<b>100</b>

## 8. CLASES DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE EFECTIVO

a. La composición del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es la siguiente:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Efectivo en caja	48	23	35
Saldo banco	560	149	229
Depósitos a plazo	336.254	455.466	45.752
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>336.862</b>	<b>455.638</b>	<b>46.016</b>

b. El efectivo y equivalente al efectivo del Estado de Flujos Consolidado, se encuentra compuesto por:

CONCILIACIÓN DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO PRESENTADOS EN EL BALANCE CON EL EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO EN EL ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	336.862	455.638	46.016
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado (nota 9)	147.886	66.423	34.328
Intereses devengados por colocaciones (1)	(307)	(6.836)	(3.422)
Efectivo y equivalentes al efectivo, Presentados en el Estado de flujos de efectivo	484.441	515.225	76.922
Efectos de las diferencias en las tasas de cambio (2)	-	6.711	(14.020)
Efectivo y equivalentes al efectivo reexpresados	484.441	521.936	62.902

(1) Corresponde a la provisión de intereses devengados y no percibidos por los depósitos a plazo a la fecha de cierre.

(2) Considera el efecto en las partidas del saldo inicial en moneda distinta (pesos) a la moneda funcional.

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones. No existen restricciones a la disposición del efectivo.

Los Fondos Mutuos corresponden a fondos de renta fija en pesos y en dólares, los cuales se encuentran registrados al valor de la cuota respectiva a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

El efectivo y efectivo equivalente no tiene restricciones de disponibilidad.

La Compañía no ha realizado transacciones de inversión y financiamiento que no requieran el uso de efectivo o equivalentes de efectivo.

## 9. ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIO EN RESULTADO

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Saldo al Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Fondos Mutuos	147.886	66.423	34.328
<b>Total</b>	<b>147.886</b>	<b>66.423</b>	<b>34.328</b>

Los activos financieros a valor razonable con cambio en resultado corresponden a inversiones en Fondos Mutuos, las cuales se encuentran valorizadas al valor de cierre de sus respectivas cuotas.

El valor razonable de estas inversiones corresponde al producto entre el número de cuotas invertidas y el último valor cuota informado públicamente al mercado, para cada uno de los fondos mutuos invertidos, el que a su vez corresponde también al valor de liquidación (rescate) de esta inversión.

Los cambios en el valor razonable de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan en "Ingresos Financieros" en el Estado de Resultados Integrales Consolidados.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 10. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	Total corriente			Total no corriente		
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Deudores comerciales con contrato	85.080	90.606	123.976	8.087	-	-
Deudores comerciales sin contrato	106.032	108.791	95.013	98.291	111.527	33.186
Deudores varios	40.750	38.177	22.751	-	-	-
<b>Total deudores largo plazo</b>	<b>231.862</b>	<b>237.574</b>	<b>241.740</b>	<b>106.378</b>	<b>111.527</b>	<b>33.186</b>

El período medio de cobro a clientes es de 30 días, sin considerar la venta a clientes distribuidoras sin contrato.

Considerando la solvencia de los deudores, la regulación vigente y el tiempo de cobro de las facturas, la sociedad ha estimado que no existen deudas incobrables al cierre de cada periodo.

Los valores razonables de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corresponden a los mismos valores libros.

### 11. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

#### a. Instrumentos financieros por categoría

Las políticas contables relativas a instrumentos financieros se han aplicado a las categorías que se detallan a continuación:

	Mantenidos al vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Disponibles para la venta MUS\$	Total MUS\$
<b>31 DE DICIEMBRE DE 2009</b>						
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	-	-	347	347
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	20.882	-	20.882
Deudores comerciales y cuentas a cobrar	-	338.240	-	-	-	338.240
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	147.886	-	-	147.886
Otros activos financieros	3.511	-	-	-	-	3.511
<b>Total</b>	<b>3.511</b>	<b>338.240</b>	<b>147.886</b>	<b>20.882</b>	<b>347</b>	<b>510.866</b>

	Mantenidos al vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos a valor razonable con cambios resultados MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Disponibles para la venta MUS\$	Total MUS\$
<b>31 DE DICIEMBRE DE 2008</b>						
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	-	-	347	347
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	56.975	-	56.975
Deudores comerciales y cuentas a cobrar	-	349.101	-	-	-	349.101
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	66.423	-	-	66.423
Otros activos financieros	4.270	-	-	-	-	4.270
<b>Total</b>	<b>4.270</b>	<b>349.101</b>	<b>66.423</b>	<b>56.975</b>	<b>347</b>	<b>477.116</b>

	Mantenidos al vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos a valor razonable con cambios resultados MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Disponibles para la venta MUS\$	Total MUS\$
<b>01 DE ENERO DE 2008</b>						
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	-	-	347	347
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	29.554	-	29.554
Deudores comerciales y cuentas a cobrar	-	274.926	-	-	-	274.926
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	34.328	-	-	34.328
Otros activos financieros	4.871	-	-	-	-	4.871
<b>Total</b>	<b>4.871</b>	<b>274.926</b>	<b>34.328</b>	<b>29.554</b>	<b>347</b>	<b>344.026</b>

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### b. Calidad crediticia de Activos Financieros

La calidad crediticia de los activos financieros que todavía no han vencido y que tampoco han sufrido pérdidas por deterioro se puede evaluar en función de la clasificación crediticia ("rating") otorgada a las contrapartes de la compañía por agencias de clasificación de riesgo de reconocido prestigio nacional e internacional.

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>CLIENTES CON CLASIFICACIÓN DE RIESGO LOCAL</b>			
AAA	12.754	13.992	13.428
AA	-	36.114	22.461
A	48.378	174	-
AA -	15.740	895	6.969
A +	-	405	-
A -	354	289	2
<b>Total</b>	<b>77.226</b>	<b>51.869</b>	<b>42.860</b>
<b>CLIENTES SIN CLASIFICACIÓN DE RIESGO LOCAL</b>			
<b>Total</b>	<b>15.941</b>	<b>38.737</b>	<b>81.116</b>
<b>DISTRIBUIDORAS SIN CONTRATO DE VENTA DE ENERGÍA</b>			
<b>Total</b>	<b>204.323</b>	<b>220.318</b>	<b>128.199</b>
<b>CAJA EN BANCOS Y DEPÓSITOS BANCARIOS A CORTO PLAZO</b>			
AAA	171.451	97.305	3.830
AA +	-	76.435	9.355
AA	110.399	96.290	15.707
AA -	55.012	185.608	17.124
<b>Total</b>	<b>336.862</b>	<b>455.638</b>	<b>46.016</b>
<b>ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS CONTRAPARTE MERCADO LOCAL</b>			
AAA	1.140	-	17.036
AA +	14.392	891	3.191
AA	1.769	1.467	-
AA -	3.581	1.908	8.900
<b>Total</b>	<b>20.882</b>	<b>4.266</b>	<b>29.127</b>
<b>ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS CONTRAPARTE MERCADO INTERNACIONAL</b>			
AAA	-	8.868	-
AA +	-	9.983	-
AA	-	10.599	-
AA -	-	18.980	304
A+ o inferior	-	4.278	124
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>52.709</b>	<b>427</b>

Ninguno de los activos financieros pendientes de vencimiento ha sido objeto de renegociación durante el ejercicio.

## 12. INFORMACIÓN SOBRE PARTES RELACIONADAS

Las operaciones entre la Compañía y sus subsidiarias dependientes, que son partes relacionadas, forman parte de las transacciones habituales de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones, y han sido eliminadas en el proceso de consolidación. La identificación de vínculo entre la Controladora, Subsidiaria y coligadas se encuentra detallada en la Nota N°3.1 letra b.

### a. Accionistas mayoritarios

La distribución de los accionistas de la Compañía al 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Nombre de los Accionistas	Participación %
Minera Valparaíso S.A.	35,17
Forestal Cominco S.A.	14,00
Antarchile S.A.	9,58
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	2,95
AFP Provida S.A.	2,53
Banchile Corredores de Bolsa	1,45
Celfin Capital S.A. Corredores de Bolsa	1,43
Banco de Chile por cuenta de terceros	1,25
Cía. de Seguros Vida Consorcio Nacional de Seguros S.A.	1,19
AFP Habitat S.A.	1,14
Otros accionistas	29,30
<b>Total</b>	<b>100,00</b>

### b. Saldo y transacciones con entidades relacionadas:

#### b.1. Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Sociedad	RUT	Total corriente			Total no corriente		
		Dic. 31, <b>2009</b>	Dic. 31, <b>2008</b>	Enero 1, <b>2008</b>	Dic. 31, <b>2009</b>	Dic. 31, <b>2008</b>	Enero 1, <b>2008</b>
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
CMPC Tissue S.A.	96.529.310-8	428	513	421	-	-	-
Cartulinas CMPC S.A.	96.731.890-6	1.833	1.893	1.723	-	-	-
Papeles Cordillera S.A.	96.853.150-6	1.229	1.437	1.253	348	283	380
Hidroeléctrica Aysén S.A.	76.652.400-1	-	-	-	31.948	-	-
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	77.017.930-0	1.386	-	-	-	-	-
		<b>4.876</b>	<b>3.843</b>	<b>3.397</b>	<b>32.296</b>	<b>283</b>	<b>380</b>

#### b.2. Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Sociedad	RUT	Total corriente		
		Diciembre 31, <b>2009</b>	Diciembre 31, <b>2008</b>	Enero 1, <b>2008</b>
		MUS\$	MUS\$	MUS\$
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	77.017.930-0	374	135	955
Electrogas S.A.	96.806.130-5	-	911	-
		<b>374</b>	<b>1.046</b>	<b>955</b>

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### b.3. Transacciones más significativas y sus efectos en resultado

Sociedad	RUT	Naturaleza de la relación	Descripción de la Transacción	Acumulado Diciembre 31, <b>2009</b>		Acumulado Diciembre 31, <b>2008</b>	
				Monto MUS\$	Efecto en resultados (cargo) abono MUS\$	Monto MUS\$	Efecto en resultados (cargo) abono MUS\$
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	77.017.930-0	Coligada	Peaje uso de instalaciones	2.343	(1.969)	1.314	(1.104)
			Préstamos otorgados	3.175	-	-	-
			Cobro préstamos	1.930	-	-	-
Centrales Hidroeléctricas Aysén	76.652.400-1	Coligada	Préstamos otorgados	30.921	3.175	-	-
Cartulinas CMPC S.A.	96.731.890-6	Grupo empresarial común	Venta de energía y potencia	20.548	17.267	14.765	12.408
CMPC Tissue S.A.	96.529.310-8	Grupo empresarial común	Venta de energía y potencia y transp. de energía	5.213	4.381	4.315	3.626
Electrogas S.A.	96.806.130-5	Coligada	Servicio de transporte de gas	12.186	(10.240)	7.399	(6.218)
Electrogas S.A.	96.806.130-5	Coligada	Servicio de transporte de diesel	1.170	(983)	648	(545)
Papeles Cordillera S.A.	96.853.150-6	Grupo empresarial común	Venta de energía y potencia y transp. de energía	14.389	12.092	12.052	10.128

No existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas.

No existen deudas de dudoso cobro relativo a saldos pendientes que ameriten provisión ni gastos reconocidos por este concepto.

Todas las transacciones con partes relacionadas fueron realizadas en términos y condiciones de mercado.

### c. Administración y Alta Dirección

Los miembros de la Alta Administración y demás personas que asumen la gestión de Colbún, así como los accionistas o las personas naturales o jurídicas a las que representan, no han participado al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008, en transacciones inusuales y / o relevantes de la sociedad.

La Compañía es administrada por un Directorio compuesto por 9 miembros, los que permanecen por un período de 3 años con posibilidad de ser reelegidos.

### d. Comité de Directores

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, Colbún y filiales cuenta con un Comité de Directores compuesto de 3 miembros, que tienen las facultades contempladas en dicho artículo.

El 29 de abril de 2009, en Sesión Extraordinaria, el Directorio de la Compañía designó como miembros del Comité de Directores de Colbún a don Emilio Pellegrini Ripamonti, a don Sergio Undurraga Saavedra y a don Fernando Franke García.

### e. Remuneración y otras prestaciones

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, con fecha Abril de 2009, la Junta General Ordinaria de Accionistas determinó la remuneración del Directorio de Colbún para el año 2009. El detalle de los importes pagados en el período 31 de diciembre de 2009 y 2008 que incluye a los miembros del Comité de Directores y a los directores de filiales, se presenta a continuación.

#### e.1 Remuneración del Directorio

Nombre	Cargo	Acumulado Diciembre 31, <b>2009</b>			Acumulado Diciembre 31, <b>2008</b>		
		Directorio de Colbún	Directorio de filiales	Comité de Directores	Directorio de Colbún	Directorio de filiales	Comité de Directores
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Bernardo Matte Larraín	Presidente	134	-	-	131	-	-
Emilio Pellegrini Ripamonti	Vice-presidente	117	-	4	120	-	4
José Pedro Undurraga Izquierdo	Director	17	-	2	31	-	4
Demetrio Zañartu Bacarreza	Director	30	-	-	36	-	-
Luis Felipe Gazitúa Achondo	Director	34	-	-	36	-	-
Fernando Franke García	Director	35	-	4	33	-	4
Juan Hurtado Vicuña	Director	33	-	-	35	-	-
Eduardo Navarro Beltran	Director	34	-	-	36	-	-
Arturo Mackenna Iñiguez	Director	32	-	-	35	-	-
Sergio Undurraga Saavedra	Director	26	-	2	-	-	-
Carlos Campino Guzmán	Director	-	7	-	-	9	-
<b>Total</b>		<b>492</b>	<b>7</b>	<b>12</b>	<b>493</b>	<b>9</b>	<b>12</b>

#### e.2 Gastos en Asesoría del Directorio

Durante el período terminado al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008, el Directorio no realizó gastos por asesorías.

#### e.3 Remuneración de los miembros de la alta dirección que no son Directores

Miembros de la alta Dirección.

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

Las remuneraciones devengadas por el personal de la Alta Administración asciende a MUS\$3.061, por el período terminado al 31 de diciembre de 2009, y MUS\$2.537 al 31 de diciembre de 2008. Estas remuneraciones incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales y una estimación de los beneficios a corto plazo (bono anual) y a largo plazo (principalmente la provisión por indemnización por años de servicios).

#### e.4 Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

No existen cuentas por cobrar y pagar entre la Compañía y sus Directores y Gerencias.

#### e.5 Otras transacciones

No existen otras transacciones entre la Compañía y sus Directores y Gerencia del Grupo.

#### e.6 Garantías constituidas por la Compañía a favor de los Directores

Durante los años 2009 y 2008, la Compañía no ha realizado este tipo de operaciones.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### e.7 Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes

La Compañía tiene para toda su plana ejecutiva, Bonos Anuales fijados en función de la Evaluación de su Desempeño Individual, y cumplimiento de metas a nivel de empresa, como además del desempeño grupal e individual de cada ejecutivo.

### e.8 Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos y gerentes

Durante el período 2009, se pagaron MUS\$245. En el año 2008 se pagaron MUS\$ 805.

### e.9 Cláusulas de garantía: Directorio y Gerencia de la Compañía

La Compañía no tiene pactado cláusulas de garantía con sus directores y gerencia.

### e.10 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

La Compañía no mantiene este tipo de operación.

## 13. INVENTARIOS

### Política de medición de inventarios

En este rubro se registra el stock de gas y petróleo, los que se encuentran valorizados al precio medio ponderado y existencias de almacén que serán utilizadas durante el periodo, en la mantención de la Propiedad Planta y Equipo de la Compañía, que se encuentran valorizados a su costo, importes que no superan su valor neto de realización.

La composición de este rubro es la siguiente:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Existencias de Almacén	7.350	7.341	8.109
Gas Line Pack	644	385	5.221
Petróleo	3.935	3.976	3.120
<b>Total</b>	<b>11.929</b>	<b>11.702</b>	<b>16.450</b>

### Costo de inventarios reconocidos como gasto

Los consumos reconocidos como gastos durante los años terminados al 31 diciembre 2009 y 2008 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Consumos almacén	17.228	9.198
Gas Line Pack	16.515	61.254
Petróleo	306.071	592.491
<b>Total</b>	<b>339.814</b>	<b>662.943</b>

## 14. INSTRUMENTOS DERIVADOS

La Compañía, siguiendo la política de gestión de riesgos financieros descrita en la Nota 5, realiza contrataciones de derivados financieros para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés, moneda (tipo de cambio) y precios de combustibles.

Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras y corresponden a swaps de tasa de interés y collars de cero costos.

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto al peso (CLP), Unidad de Fomento (U.F.) y Euros (EUR), entre otras, producto de inversiones u obligaciones existentes en monedas distintas al dólar. Estos instrumentos corresponden principalmente a Forwards y Cross Currency Swaps.

Los derivados sobre precios de combustibles se emplean para mitigar el riesgo de variación en los costos de producción de energía de la compañía producto de un cambio en los precios de combustibles utilizados para tales efectos y en insumos a uti-

lizar en proyectos de construcción de centrales de generación eléctrica. Los instrumentos utilizados corresponden principalmente a opciones y forwards.

Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía clasifica todas sus coberturas como "Cobertura de flujos de caja".

#### 14.1 Instrumentos de Cobertura

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008, que recoge la valorización de los instrumentos financieros a dichas fechas, es el siguiente:

ACTIVOS DE COBERTURA						
	Diciembre 31, <b>2009</b>		Diciembre 31, <b>2008</b>		Enero 1, <b>2008</b>	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
<b>COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO</b>						
Cobertura flujo de caja	5.033	15.849	51.337	-	719	28.409
<b>COBERTURA DE TASA DE INTERÉS</b>						
Cobertura flujo de caja	-	-	-	-	426	-
<b>COBERTURA DE PRECIO DE COMBUSTIBLES</b>						
Cobertura flujo de caja	-	-	5.638	-	-	-
<b>Total</b>	<b>5.033</b>	<b>15.849</b>	<b>56.975</b>	<b>-</b>	<b>1.145</b>	<b>28.409</b>

PASIVOS DE COBERTURA						
	Diciembre 31, <b>2009</b>		Diciembre 31, <b>2008</b>		Enero 1, <b>2008</b>	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
<b>COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO</b>						
Cobertura flujo de caja	3.487	7.256	2.908	55.770	7.402	-
<b>COBERTURA DE TASA DE INTERÉS</b>						
Cobertura flujo de caja	-	33.912	-	56.594	-	7.940
<b>Total</b>	<b>3.487</b>	<b>41.168</b>	<b>2.908</b>	<b>112.364</b>	<b>7.402</b>	<b>7.940</b>

El detalle de la cartera de instrumentos de cobertura de Colbún S.A. es el siguiente:

Instrumento de cobertura	Valor Razonable Instrumento de Cobertura			Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de cobertura
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$			
Forwards	(751)	-	-	Desembolsos futuros Proyecto	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Forwards	-	4.295	-	Préstamos Bancarios	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Forwards	1.793	44.134	(6.684)	Inversiones Financieras	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Swaps	(24.927)	(49.588)	(7.513)	Préstamos Bancarios	Tasa de interés	Flujo de caja
Swaps	(6.439)	-	-	Obligaciones con el Público (Bonos)	Tasa de interés	Flujo de caja
Collars de Cero Costo	(2.545)	(7.006)	-	Préstamos Bancarios	Tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps	1.027	(55.770)	28.409	Obligaciones con el Público (Bonos)	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Cross Currency Swaps	8.069	-	-	Préstamos Bancarios	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Opciones de petróleo	-	5.638	-	Compras de Petróleo	Precio del Petróleo	Flujo de caja
<b>Total</b>	<b>(23.773)</b>	<b>(58.297)</b>	<b>14.212</b>			

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de diciembre de 2009, la Compañía no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad de las coberturas.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 14.2 Jerarquía de valor razonable

El valor razonable de los instrumentos financieros reconocidos en el Estado de Situación Financiera, ha sido determinado siguiendo la siguiente jerarquía, según los datos de entrada utilizados para realizar la valoración:

Nivel 1: Precios cotizados en mercados activos para instrumentos idénticos.

Nivel 2: Precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos similares u otras técnicas de valoración para las cuales todos los inputs importantes se basen en datos de mercado que sean observables.

Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales todos los inputs relevantes no estén basados en datos de mercado que sean observables.

A 31 de diciembre de 2009, el cálculo del valor razonable de la totalidad de los instrumentos financieros sujetos a valoración se ha determinado en base al Nivel 2 de la jerarquía antes presentada.

## 15. ACTIVOS FINANCIEROS DISPONIBLES PARA LA VENTA

Los activos clasificados en el rubro, corresponden a inversiones que se mantienen en CDEC.

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Inversión en el CDEC	347	347	347
<b>Total</b>	<b>347</b>	<b>347</b>	<b>347</b>

## 16. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

El detalle otros activos financieros al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008 es el siguiente:

OTROS ACTIVOS FINANCIEROS			
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Corrientes	391	343	300
No corrientes	3.120	3.927	4.571
<b>Total</b>	<b>3.511</b>	<b>4.270</b>	<b>4.871</b>

Corresponde a títulos de deuda emitidos por el Fideicomiso Financiero Transportadora de Gas del Norte Serie 02.

## 17. INVERSIONES EN SUBSIDIARIAS

Los estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Compañía matriz y las sociedades controladas (ver Nota 3.1.b). A continuación se incluye información detallada de las Subsidiarias al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008.

	Diciembre 31,					Importe de Ganancia (pérdida) neta MUS\$
	<b>2009</b>					
	Activos Corrientes MUS\$	Activos No Corrientes MUS\$	Pasivos Corrientes MUS\$	Pasivos No Corrientes MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	513	11.092	4.119	591	1.942	70
Colbun International Limited	550	-	2	-	-	(2)
Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.	1	678	146	-	-	(8)
Río Tranquilo S.A.	2.418	83.651	29.980	4.008	26.891	20.475
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	115.584	284.839	17.171	43.491	136.291	70.180
Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	42.671	113.403	13.356	19.107	55.829	31.957
Obras y Desarrollo S.A.	28.421	36.989	7.108	10.518	48.318	16.334
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	520	1.678	7.726	828	1.130	(2.158)
Termoeléctrica Antilhue S.A.	139	58.771	29.992	5.092	-	(813)

	Diciembre 31,					Importe de Ganancia (pérdida) neta MUS\$
	<b>2008</b>					
	Activos Corrientes MUS\$	Activos No Corrientes MUS\$	Pasivos Corrientes MUS\$	Pasivos No Corrientes MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	164	10.813	3.350	801	1.883	1.319
Colbun International Limited	556	-	1	555	-	5
Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.	57	486	1	-	-	(69)
Río Tranquilo S.A.	8.148	88.789	60.525	4.680	19.335	31.154
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	62.842	295.866	33.490	52.084	140.884	20.971
Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	33.159	116.507	14.481	19.694	81.322	21.947
Obras y Desarrollo S.A.	18.564	37.864	1.071	9.688	36.876	4.427
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	235	956	4.833	556	837	1.429
Termoeléctrica Antilhue S.A.	1	60.445	2.971	5.836	-	5.061

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 18. INVERSIONES CONTABILIZADAS DE ACUERDO AL CRITERIO DE PARTICIPACIÓN

#### a. Método de participación:

A continuación se presenta un detalle de las principales sociedades contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008:

	Número de acciones	Porcentaje participación		Saldo al 01.01.2009 MUS\$	Adiciones MUS\$	Bajas MUS\$	Resultado del ejercicio MUS\$	Dividendos MUS\$	Reserva patrimonio MUS\$	Subtotal 31.12.2009 MUS\$	Utilidad no realizada		Total 31.12.2009 MUS\$
		31.12.2009 %	01.01.2009 %								31.12.2009 MUS\$	01.01.2009 MUS\$	
Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A.	2000000	49%	45.715	-	-	(5.528)	-	16.033	56.220	-	-	56.220	
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	0	50%	7.424	-	-	1.053	-	475	8.952	-	-	8.952	
Electrogas S.A.	85	0,02%	6	-	-	3	(2)	1	8	-	-	8	
Inversiones Electrogas S.A.	425	43%	13.625	-	-	5.502	(4.391)	833	15.569	(831)	(831)	14.738	
<b>Total</b>			<b>66.770</b>			<b>1.030</b>	<b>(4.393)</b>	<b>17.342</b>	<b>80.749</b>	<b>(831)</b>	<b>(831)</b>	<b>79.918</b>	

	Número de acciones	Porcentaje participación		Saldo al 01.01.2008 MUS\$	Adiciones MUS\$	Bajas MUS\$	Resultado del ejercicio MUS\$	Dividendos MUS\$	Reserva patrimonio MUS\$	Subtotal 31.12.2008 MUS\$	Utilidad no realizada		Total 31.12.2008 MUS\$
		31.12.2008 %	01.01.2008 %								31.12.2008 MUS\$	01.01.2008 MUS\$	
Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A.	2000000	49%	14.739	36.596	-	(2.558)	-	(3.062)	45.715	-	-	45.715	
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	0	50%	6.908	-	-	516	-	-	7.424	-	-	7.424	
Electrogas S.A.	85	0,02%	6	-	-	2	(2)	-	6	-	-	6	
Inversiones Electrogas S.A.	425	43%	13.651	-	-	4.195	(4.479)	258	13.625	(846)	(846)	12.779	
<b>Total</b>			<b>35.304</b>	<b>36.596</b>		<b>2.155</b>	<b>(4.481)</b>	<b>(2.804)</b>	<b>66.770</b>	<b>(846)</b>	<b>(846)</b>	<b>65.924</b>	

	Número de acciones	Porcentaje participación		Saldo al 31.12.2007 MUS\$	Adiciones MUS\$	Bajas MUS\$	Resultado del ejercicio MUS\$	Dividendos MUS\$	Reserva patrimonio MUS\$	Subtotal 01.01.2008 MUS\$	Utilidad no realizada		Total 01.01.2008 MUS\$
		01.01.2008 %	31.12.2007 %								01.01.2008 MUS\$	31.12.2007 MUS\$	
Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A.	2000000	49%	14.739	-	-	-	-	-	14.739	-	-	14.739	
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	0	50%	6.908	-	-	-	-	-	6.908	-	-	6.908	
Electrogas S.A.	85	0,02%	6	-	-	-	-	-	6	-	-	6	
Inversiones Electrogas S.A.	425	43%	13.651	-	-	-	-	-	13.651	-	-	13.651	
<b>Total</b>			<b>35.304</b>						<b>35.304</b>			<b>35.304</b>	

La adiciones en el año 2008 de Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A., corresponde a un aumento de capital según Junta de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2008.

La compañía aplica método de participación en Electrogas S.A., porque ejerce influencia significativa a través de tener dos representantes en el Directorio y, adicionalmente por que Colbún S.A. posee el 43% de Inversiones Electrogas S.A., la Matriz de esta sociedad.

**b. Información financiera de las sociedades bajo control conjunto**

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 de los estados financieros de sociedades en las que la Compañía posee control conjunto:

Sociedad	Diciembre 31,					
	<b>2009</b>					
	Activos No corriente MUS\$	Activo Corriente MUS\$	Pasivo No corriente MUS\$	Pasivo Corriente MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$
Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A.	167.750	19.629	(1.422)	(71.760)	-	(10.371)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	20.109	2.542	(1.729)	(2.919)	4.589	(1.564)
<b>Total</b>	<b>187.859</b>	<b>22.171</b>	<b>(3.151)</b>	<b>(74.679)</b>	<b>4.589</b>	<b>(11.935)</b>

Sociedad	Diciembre 31,					
	<b>2008</b>					
	Activos No corriente MUS\$	Activo Corriente MUS\$	Pasivo No corriente MUS\$	Pasivo Corriente MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$
Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A.	94.735	15.996	(1.422)	(71.760)	-	(5.554)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	17.532	3.450	(1.692)	(6.705)	2.187	(2.120)
<b>Total</b>	<b>112.267</b>	<b>19.446</b>	<b>(3.114)</b>	<b>(78.465)</b>	<b>2.187</b>	<b>(7.674)</b>

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 19. ACTIVOS INTANGIBLES

La composición y movimiento del activo intangible durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008 ha sido la siguiente:

	Diciembre 31, <b>2009</b>			
	Derechos de aguas MUS\$	Servidumbres MUS\$	Software MUS\$	Total MUS\$
<b>ACTIVOS:</b>				
Saldo inicial	13.864	7.482	5.412	26.758
Adiciones	-	5.993	763	6.756
<b>Subtotal</b>	<b>13.864</b>	<b>13.475</b>	<b>6.175</b>	<b>33.514</b>
<b>AMORTIZACIÓN ACUMULADA:</b>				
Saldo inicial	-	(1)	(35)	(36)
Amortización del ejercicio	-	(7)	(43)	(50)
<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>(8)</b>	<b>(78)</b>	<b>(86)</b>
<b>Total</b>	<b>13.864</b>	<b>13.467</b>	<b>6.097</b>	<b>33.428</b>

	Diciembre 31, <b>2008</b>			
	Derechos de aguas MUS\$	Servidumbres MUS\$	Software MUS\$	Total MUS\$
<b>ACTIVOS:</b>				
Saldo inicial	13.832	6.678	5.166	25.676
Adiciones	32	804	246	1.082
<b>Subtotal</b>	<b>13.864</b>	<b>7.482</b>	<b>5.412</b>	<b>26.758</b>
<b>AMORTIZACIÓN ACUMULADA:</b>				
Saldo inicial	-	-	-	-
Amortización del ejercicio	-	(1)	(35)	(36)
<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>(35)</b>	<b>(36)</b>
<b>Total</b>	<b>13.864</b>	<b>7.481</b>	<b>5.377</b>	<b>26.722</b>

	Enero 1, <b>2008</b>			
	Derechos de aguas MUS\$	Servidumbres MUS\$	Software MUS\$	Total MUS\$
<b>ACTIVOS:</b>				
Saldo inicial	13.832	6.678	5.166	25.676
<b>Total</b>	<b>13.832</b>	<b>6.678</b>	<b>5.166</b>	<b>25.676</b>

Las vidas útiles usadas en el cálculo de la amortización, en el caso de Software corresponden a un promedio de 36 meses. Los derechos de Aguas y Servidumbres de acuerdo a lo establecido en los contratos se han considerado de vida indefinida.

## 20. CLASES DE PROPIEDAD PLANTAS Y EQUIPOS

A continuación se presenta el detalle de Propiedad plantas y equipos al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008, así como el movimiento en cada ejercicio.

Diciembre 31, <b>2009</b>						
	Terrenos MUS\$	Construcción y obras de infraestructura MUS\$	Maquinarias y equipos MUS\$	Otros activos fijos MUS\$	Obras en ejecución MUS\$	Total MUS\$
<b>ACTIVOS:</b>						
Saldo inicial	251.002	1.924.843	1.288.865	50.079	376.516	3.891.305
Adiciones	8.050	1.666	24.919	3.183	502.121	539.939
Activación de proyecto	-	14.866	87.330	-	(102.196)	-
Bajas	(3)	-	(9.472)	-	-	(9.475)
<b>Subtotal</b>	<b>259.049</b>	<b>1.941.375</b>	<b>1.391.643</b>	<b>53.262</b>	<b>776.440</b>	<b>4.421.768</b>
<b>DEPRECIACIÓN ACUMULADA:</b>						
Saldo inicial	-	(62.975)	(51.484)	(2.502)	-	(116.961)
Bajas	-	-	1.738	-	-	1.738
Depreciación del ejercicio	-	(62.625)	(56.826)	(2.345)	-	(121.795)
<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>(125.600)</b>	<b>(106.571)</b>	<b>(4.847)</b>	<b>-</b>	<b>(237.018)</b>
<b>Totales</b>	<b>259.049</b>	<b>1.815.775</b>	<b>1.285.071</b>	<b>48.415</b>	<b>776.440</b>	<b>4.184.750</b>

Diciembre 31, <b>2008</b>						
	Terrenos MUS\$	Construcción y obras de infraestructura MUS\$	Maquinarias y equipos MUS\$	Otros activos fijos MUS\$	Obras en ejecución MUS\$	Total MUS\$
<b>ACTIVOS:</b>						
Saldo inicial	248.047	1.855.326	1.271.536	46.961	235.161	3.657.031
Adiciones	726	-	-	402	233.146	234.274
Reclasificaciones	2.229	69.517	17.329	2.716	(91.791)	-
Bajas	-	-	-	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>251.002</b>	<b>1.924.843</b>	<b>1.288.865</b>	<b>50.079</b>	<b>376.516</b>	<b>3.891.305</b>
<b>DEPRECIACIÓN ACUMULADA:</b>						
Saldo inicial	-	-	-	-	-	-
Bajas	-	-	-	-	-	-
Depreciación del ejercicio	-	(62.975)	(51.484)	(2.502)	-	(116.961)
<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>(62.975)</b>	<b>(51.484)</b>	<b>(2.502)</b>	<b>-</b>	<b>(116.961)</b>
<b>Totales</b>	<b>251.002</b>	<b>1.861.868</b>	<b>1.237.381</b>	<b>47.577</b>	<b>376.516</b>	<b>3.774.344</b>

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

Enero 1,  
**2008**

	Terrenos MUS\$	Construcción y obras de infraestructura MUS\$	Maquinarias y equipos MUS\$	Otros activos fijos MUS\$	Obras en ejecución MUS\$	Total MUS\$
<b>ACTIVOS</b>						
Saldo inicial	248.047	1.855.326	1.271.536	46.961	235.161	3.657.031
<b>Subtotal</b>	<b>248.047</b>	<b>1.855.326</b>	<b>1.271.536</b>	<b>46.961</b>	<b>235.161</b>	<b>3.657.031</b>
<b>DEPRECIACIÓN ACUMULADA</b>						
<b>SUBTOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Totales</b>	<b>248.047</b>	<b>1.855.326</b>	<b>1.271.536</b>	<b>46.961</b>	<b>235.161</b>	<b>3.657.031</b>

De acuerdo a lo definido en la NIC 16 de Propiedad, Planta y Equipo, la compañía ha revaluado sus activos y ha optado por eliminar el monto total de la depreciación acumulada contra el valor libro de la Propiedad, Planta y Equipo antes de la reevaluación.

La política de reconocimiento de costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación de Propiedad Planta y Equipo se encuentra basada en la obligación contractual de cada proyecto. Dado lo anterior la compañía no ha efectuado estimación por este concepto ya que no posee obligación legal ni contractual.

La Compañía no posee Propiedades plantas y equipos que estén afectadas como garantías al cumplimiento de obligaciones.

Formando parte de Obras en ejecución se encuentran el proyecto de la Central Térmica de Carbón Santa María con una potencia de MW 372, la Central Hidráulica San Clemente con una potencia de MW 5,4 y la construcción de la Línea de Transmisión Santa María - Charrúa de una capacidad de 900 MVA.

Durante el mes de abril de 2009, se puso en operación la Central Térmica tipo aeroderivativa Los Pinos con una potencia de MW 99,2.

La Compañía mantenía al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material derivados de contratos de construcción bajo modalidad EPC y por importe de MUS\$719,77, MUS\$313,74 y MUS\$307,93, al cierre de cada año.. Las compañías con cuales opera son: Maireengineering SPA (Italia), Maireengineering (Brasil), Slovenské Energy, y Tecnimont Chile.

Colbún y filiales tienen formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

Adicionalmente, a través de los seguros tomados por la Compañía, está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización

El siguiente es el detalle de los Costos por intereses capitalizados en Propiedad plantas y equipos.

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Costos por diferencia de cambio e intereses capitalizados en Propiedades, Planta y Equipo: Intereses y diferencia de cambio distintos a dólares	60.479	37.117	1.062
<b>Total</b>	<b>60.479</b>	<b>37.117</b>	<b>1.062</b>

La tasa efectiva interés promedio de la deuda de la Compañía corresponde a un 6,99% al 31 de diciembre de 2009.

## 21. PAGOS ANTICIPADOS

Los pagos anticipados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008, se detallan a continuación:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>CORRIENTE</b>			
Seguros instalaciones y responsabilidad civil	6.318	5.234	2.478
Peaje por Subestación El Manco	2.298	-	-
Anticipado General Electric	206	-	-
<b>Total</b>	<b>8.822</b>	<b>5.234</b>	<b>2.478</b>

## 22. CUENTAS POR COBRAR POR IMPUESTOS CORRIENTES

Las cuentas por cobrar por impuestos al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre del 2008 y 01 de enero de 2008, respectivamente se detallan a continuación:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Pagos provisionales mensuales	11.234	12.337	8.051
Remanente crédito fiscal	182.503	166.824	149.472
Impuesto Específico Petróleo Diesel por recuperar	3.428	8.177	-
PPUA por utilidades retenidas	5.662	8.983	15.006
Créditos SENCE	161	87	142
<b>Total</b>	<b>202.988</b>	<b>196.408</b>	<b>172.671</b>

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 23. OTROS ACTIVOS

Los otros activos al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre del 2008 y 01 de enero de 2008, se detallan a continuación:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>CORRIENTE</b>			
Contrato Codelco	-	-	820
Cuenta escrow financiero (1)	-	-	73.164
Garantía arriendo	60	37	-
Otros activos varios	87	415	4.554
<b>Total</b>	<b>147</b>	<b>452</b>	<b>78.538</b>
<b>NO CORRIENTE</b>			
Patentes Derechos de Agua	4.563	2.873	1.493
Cuenta escrow productores de Gas Argentinos (2)	18.228	17.637	16.639
Otros activos varios	1.465	2.400	21.477
<b>Total</b>	<b>24.256</b>	<b>22.910</b>	<b>39.609</b>

(1) El depósito en cuenta scrow se refiere a inversiones efectuadas en el Banco Santander N.Y. IBF y en el Standardt Har-teward, que corresponde a fondos en custodias producto de cláusulas de covenants del contrato crédito sindicado. Durante agosto de 2008 el depósito fue liberado y rescatado por la Compañía.

(2) El scrow se refiere a un depósito efectuado en el banco S.G. Private Ban King Suisse en Luxemburgo y que corresponde a los fondos en disputa del contrato de suministro de gas con el proveedor total Austral.

### 24. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS

#### a. Impuesto a las ganancias reconocido en resultados

	Acumulado	
	Enero 1, Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Enero 1, Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
<b>GASTO POR IMPUESTOS CORRIENTES A LAS GANANCIAS</b>		
Gasto por Impuestos Corrientes	10.646	8.893
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(790)	0
<b>Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total</b>	<b>9.856</b>	<b>8.893</b>
<b>GASTO POR IMPUESTOS DIFERIDOS A LAS GANANCIAS</b>		
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	46.489	8.360
Otro Gasto (Ingresos) por Impuesto Diferido (1)	(49.841)	19.964
<b>Gasto (Ingreso) por Impuestos Diferidos, Neto, Total</b>	<b>(3.351)</b>	<b>28.324</b>
<b>Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias</b>	<b>6.505</b>	<b>37.217</b>

	Acumulado	
	Enero 1, Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Enero 1, Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Extranjera y Nacional (Presentación)		
Gasto por Impuestos Corrientes a las Ganancias por Partes Extranjera y Nacional, Neto	9.856	8.893
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Nacional	9.856	8.893
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total	9.856	8.893
Gasto por Impuestos Diferidos a las Ganancias por Partes Extranjera y Nacional, Neto		
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Nacional	(3.351)	28.324
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	(3.351)	28.324
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	6.505	37.217

(1) Impuesto diferido (ingreso) gasto, por la diferencia temporaria generada al comparar el activo fijo tributario convertido a dólar a tipo de cambio de cierre versus el activo fijo financiero valorizado de acuerdo a la moneda funcional dólar.

El cargo total del año se puede reconciliar con la utilidad contable de la siguiente manera:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Ganancia antes de impuesto	245.628	104.298
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal (17%)	41.757	17.731
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el Estado de Resultados	(829)	-
Diferencia permanente	15.403	-
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(15)	(478)
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	56.346	17.253
Gasto (Ingreso) por Impuesto Diferido por la Diferencia Temporaria del Activo Fijo (1)	(49.841)	19.964
Gasto (Ingreso) Impuesto a las Ganancias	6.505	37.217

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Tasa Impositiva Legal	0,17	0,17
Otro Incremento (Decremento) en Tasa Impositiva Legal	0,00	0,00
Ajustes a la Tasa Impositiva Legal, Total	0,00	0,00
Tasa Impositiva Efectiva	0,17	0,17

La tasa impositiva utilizada para las conciliaciones del 2009 y 2008 corresponde a la tasa del impuesto a las sociedades del 17% que las entidades deben pagar sobre sus utilidades imponibles bajo la normativa tributaria vigente.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### b. Impuestos diferidos

Los activos y pasivos por impuestos diferidos en cada período se detallan a continuación:

ACTIVO POR IMPUESTOS DIFERIDOS			
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	1.294	602	363
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Fiscales	6.155	34.319	34.216
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	1.527	1.720	5.704
<b>Activos por Impuestos Diferidos</b>	<b>8.976</b>	<b>36.641</b>	<b>40.283</b>
PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS			
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	432.330	461.490	391.515
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	911	286	1.497
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativo a Revaluaciones de Instrumentos Financieros	-	890	4.841
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	9.564	11.156	34.268
<b>Pasivos por Impuestos Diferidos</b>	<b>442.805</b>	<b>473.822</b>	<b>432.121</b>

Los activos y pasivos por impuestos diferidos sólo se pueden compensar si se tiene legalmente reconocido el derecho a compensar los activos y pasivos por impuestos corrientes.

Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía junto a sus filiales, Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda., Termoeléctrica Antilhue S.A., Empresa Eléctrica Industrial y Termoeléctrica Nehuenco S.A. determinaron pérdidas tributarias ascendentes a MUS\$36.206. (Al 31 de diciembre de 2008 se determinó una pérdida tributaria de MUS\$201.876).

De acuerdo a lo indicado en la NIC 12, se reconocen un activo por impuesto diferido por pérdidas tributarias, cuando la administración de la compañía ha determinado que es probable la existencia de utilidades imponibles futuras, sobre las cuales se puedan imputar estas pérdidas.

### c. Saldos de impuestos diferidos

Los activos/(pasivos) por impuestos diferidos se derivan de los siguientes movimientos:

MOVIMIENTO DEL IMPUESTO DIFERIDO		
	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$
Saldo al 01 de enero de 2008	40.283	432.121
Incrementos o (decrementos)	(3.642)	41.700
Otros incrementos o decrementos		
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2008</b>	<b>36.641</b>	<b>473.822</b>
Incrementos o (decrementos)	(27.665)	(31.016)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>8.976</b>	<b>442.805</b>

## 25. PRESTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES

Para los períodos terminados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008, el detalle es el siguiente:

### a. Obligaciones con entidades financieras

Los saldos que a continuación se presentan se encuentran valorizados a la tasa efectiva de los respectivos créditos.

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>a.I) CORRIENTE</b>			
Préstamos con entidades financieras	5.974	14.027	41.056
Obligaciones con el público (Bonos, Efectos de comercio)	29.623	7.238	7.565
Obligaciones y otros préstamos	6.837	7.001	7.284
<b>Total</b>	<b>42.434</b>	<b>28.266</b>	<b>55.905</b>

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>a.II) NO CORRIENTE</b>			
Préstamos con entidades financieras	475.493	457.027	392.895
Obligaciones con el público (Bonos)	692.226	582.176	413.381
Obligaciones y otros préstamos	-	6.793	13.586
<b>Total</b>	<b>1.167.719</b>	<b>1.045.996</b>	<b>819.862</b>

Incluye los descuentos en colocación de Bonos, impuesto timbre y estampillas, comisiones, etc.

### b. Vencimiento y moneda de las obligaciones con entidades financieras:

El detalle de los préstamos bancarios para los períodos indicados es el siguiente, de los que se encuentran a su valor nominal:

Acreedor	Moneda	Tasa de interés			Vigente	Vencimiento				Totales MUS\$
		Tipo	Base	Hasta 6 meses MUS\$		6 a 12 meses MUS\$	1 a 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$		
BBVA Bancomer	US\$	Variable	Libor 6M	3,26%	5.178	-	400.000	-	405.178	
Corpbanca	CLP	Variable	TAB 6M	2,02%	796	-	88.740	-	89.536	
<b>Total</b>					<b>5.974</b>	<b>-</b>	<b>488.740</b>	<b>-</b>	<b>494.714</b>	

Acreedor	Moneda	Tasa de interés			Vigente	Vencimiento				Totales MUS\$
		Tipo	Base	Hasta 6 meses MUS\$		6 a 12 meses MUS\$	1 a 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$		
BBVA Bancomer	US\$	Variable	Libor 6M	5,45%	8.783	-	400.000	-	408.783	
Corpbanca	CLP	Variable	TAB 6M	7,90%	5.244	-	70.705	-	75.949	
<b>Total</b>					<b>14.027</b>	<b>-</b>	<b>470.705</b>	<b>-</b>	<b>484.732</b>	

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

Enero 1,  
**2008**

Acreedor	Moneda	Tasa de interés			Vencimiento				Totales MUS\$
		Tipo	Base	Vigente	Hasta 6 meses MUS\$	6 a 12 meses MUS\$	1 a 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	
Calyon	US\$	Variable	Libor 6M	5,89%	2.199	-	320.000	-	322.199
WestLB	US\$	Variable	Libor 6M	5,89%	103	-	15.000	-	15.103
Santander Overseas	US\$	Variable	Libor 6M	6,31%	1.231	-	50.000	-	51.231
Santander Santiago	US\$	Variable	Libor 6M	6,01%	62	-	12.000	-	12.062
BBVA	US\$	Variable	Libor 6M	5,86%	89	16.588	-	-	16.677
Banco de Chile	US\$	Variable	Libor 6M	5,62%	17.118	-	-	-	17.118
BCI	US\$	Variable	Libor 6M	5,38%	3.666	-	-	-	3.666
<b>Total</b>					<b>24.468</b>	<b>16.588</b>	<b>397.000</b>	<b>-</b>	<b>438.056</b>

El detalle de obligaciones con el público para los períodos indicados son los siguientes:

Diciembre 31,  
**2009**

Identificación	Número Registro SVS	Moneda	Tasa de interés		Vencimiento				Totales MUS\$
			Tipo	Valor/Base	Hasta 6 meses MUS\$	6 a 12 meses MUS\$	1 a 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	
Ef. de Com. serie B	30	CLP	Fija	1,03%	20.699	-	-	-	20.699
Bono serie C	234	UF	Fija	7,00%	3.696	2.575	23.060	53.127	82.458
Bono serie E	500	UF	Fija	3,20%	652	-	123.916	-	124.568
Bono serie F	499	UF	Fija	3,40%	1.385	-	24.783	223.048	249.216
Bono serie G	537	UF	Fija	3,80%	179	-	82.610	-	82.789
Bono serie H	537	US\$	Variable	Libor + 2,10%	119	-	-	80.800	80.919
Bono serie I	538	UF	Fija	4,50%	318	-	-	123.916	124.234
<b>Total</b>					<b>27.048</b>	<b>2.575</b>	<b>254.369</b>	<b>480.891</b>	<b>764.883</b>

Diciembre 31,  
**2008**

Identificación	Número Registro SVS	Moneda	Tasa de interés		Vencimiento				Totales MUS\$
			Tipo	Valor/Base	Hasta 6 meses MUS\$	6 a 12 meses MUS\$	1 a 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	
Bono serie C	234	UF	Fija	7,00%	2.975	2.000	17.911	48.412	71.298
Bono serie E	500	UF	Fija	3,20%	524	-	101.120	-	101.644
Bono serie F	499	UF	Fija	3,40%	1.113	-	6.741	195.498	203.352
Bono serie G	537	UF	Fija	3,80%	147	-	-	67.413	67.560
Bono serie H	537	US\$	Variable	Libor + 2,10%	218	-	-	80.800	81.018
Bono serie I	538	UF	Fija	4,50%	261	-	-	101.120	101.381
<b>Total</b>					<b>5.238</b>	<b>2.000</b>	<b>125.772</b>	<b>493.243</b>	<b>626.253</b>

Enero 1,  
**2008**

Identificación	Número Registro SVS	Moneda	Tasa de interés		Vencimiento				Totales MUS\$
			Tipo	Valor/Base	Hasta 6 meses MUS\$	6 a 12 meses MUS\$	1 a 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	
Bono serie C	234	UF	Fija	7,00%	3.432	2.196	19.974	62.361	87.963
Bono serie E	500	UF	Fija	3,20%	620	-	59.236	59.236	119.092
Bono serie F	499	UF	Fija	3,40%	1.317	-	-	236.946	238.263
<b>Total</b>					<b>5.369</b>	<b>2.196</b>	<b>79.210</b>	<b>358.543</b>	<b>445.318</b>

El detalle de Obligaciones y otros préstamos para los períodos indicados es el siguiente:

Diciembre 31, <b>2009</b>									
Identificación	Moneda	Tasa de interés		Vigente	Vencimiento				Totales MUS\$
		Tipo	Base		Hasta 6 meses MUS\$	6 a 12 meses MUS\$	1 a 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	
KFW (1)	US\$	Variable	Libor 6M	1,73%	3.441	3.396	-	-	6.837
<b>Total</b>					<b>3.441</b>	<b>3.396</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.837</b>

Diciembre 31, <b>2008</b>									
Identificación	Moneda	Tasa de interés		Vigente	Vencimiento				Totales MUS\$
		Tipo	Base		Hasta 6 meses MUS\$	6 a 12 meses MUS\$	1 a 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	
KFW (1)	US\$	Variable	Libor 6M	3,98%	3.604	3.397	6.793	-	13.794
<b>Total</b>					<b>3.604</b>	<b>3.397</b>	<b>6.793</b>	<b>-</b>	<b>13.794</b>

Enero 1, <b>2008</b>									
Identificación	Moneda	Tasa de interés		Vigente	Vencimiento				Totales MUS\$
		Tipo	Base		Hasta 6 meses MUS\$	6 a 12 meses MUS\$	1 a 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	
KFW (1)	US\$	Variable	Libor 6M	6,29%	3.887	3.397	13.586	-	20.870
<b>Total</b>					<b>3.887</b>	<b>3.397</b>	<b>13.586</b>	<b>-</b>	<b>20.870</b>

(1) Crédito por US\$ 79.840.916 suscrito con proveedor extranjero Siemens con fecha 14 de octubre de 1996 para financiar la compra de la central Nehuenco I.

La deuda financiera presentada en esta nota, letra a) está en base a tasa efectiva, y la letra b) en base tasa nominal.

### c. Deuda financiera por tipo de moneda

El valor de la deuda financiera de Colbún (pasivos bancarios y bonos o su valor nominal) considerando el efecto de los instrumentos derivados, es el siguiente:

DEUDA FINANCIERA POR TIPO MONEDA			
	Diciembre 31, <b>2009</b>	Diciembre 31, <b>2008</b>	Enero 1, <b>2008</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Dólar US	811.469	811.968	695.980
Unidades de Fomento	435.077	359.099	226.983
Pesos	20.706	-	-
<b>Total</b>	<b>1.267.252</b>	<b>1.171.067</b>	<b>922.963</b>

Líneas de crédito comprometidas y no comprometidas:

La Compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades financieras locales por UF 6 millones, con posibilidad de realizar giros con cargo a la línea hasta el año 2010 y posterior vencimiento en 2014.

Adicionalmente, Colbún dispone de líneas bancarias no comprometidas por un monto aproximado de US\$150 millones.

#### Otras Líneas:

La Compañía posee una línea de UF 2,5 millones para emisión de efectos de comercio, inscrita en la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) durante Julio de 2008, con vigencia de diez años y con cargo a la cual se han hecho dos colocaciones a 180 días por un total de UF 1 millón.

Adicionalmente la Compañía inscribió durante Agosto de 2009 en la SVS dos líneas de bonos por un monto conjunto de hasta UF 7.0 millones, con vigencia a diez y treinta años respectivamente, y contra las que no se han realizado colocaciones a la fecha.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 26. ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008, respectivamente se detallan a continuación:

El período medio para el pago a proveedores es de 30 días en 2009, por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>CORRIENTE</b>			
Acreedores comerciales	161.576	134.370	198.876
Otras cuentas por pagar	878	3.726	295
<b>Total</b>	<b>162.454</b>	<b>138.096</b>	<b>199.171</b>
<b>NO CORRIENTE</b>			
Otras cuentas por pagar	3.000	3.000	3.000
<b>Total</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>

### 27. PROVISIONES

Clases de provisiones

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>PROVISIONES CORRIENTES</b>			
Provisión feriados y bono de vacaciones	8.066	3.747	3.517
Provisión de gas	2.360	2.711	-
Provisión fallo Juicio SEC (Nota 39)	1.308	-	-
Otras provisiones	336	2.720	4.820
<b>Total</b>	<b>12.070</b>	<b>9.178</b>	<b>8.337</b>
<b>PROVISIONES NO CORRIENTE</b>			
Provisión por reserva IPAS, no corriente (nota 30)	11.558	7.899	8.588
<b>Total</b>	<b>11.558</b>	<b>7.899</b>	<b>8.588</b>

**MOVIMIENTO EN PROVISIONES AL 31.12.2009**

	Por Feriados y vacaciones MUS\$	Provisiones Gas MUS\$	Provisiones Juicio SEC MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Provisión total, saldo inicial al 31.12.2008	3.747	2.711	-	2.720	9.178
Aumento (disminución) en provisiones existentes	7.969	-	1.308	(745)	8.532
Provisión utilizada	(3.650)	(351)	-	(1.639)	(5.640)
Reversión de provisión no utilizada	-	-	-	-	-
Aumento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	-	-	-	-	-
<b>Provisión total, saldo final</b>	<b>8.066</b>	<b>2.360</b>	<b>1.308</b>	<b>336</b>	<b>12.070</b>

**MOVIMIENTO EN PROVISIONES AL 31.12.2008**

	Por Feriados y vacaciones MUS\$	Provisiones Gas MUS\$	Provisiones Juicio SEC MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Provisión total, saldo inicial al 01.01.2008	3.517	-	-	2.720	6.237
Aumento (disminución) en provisiones existentes	230	2.711	-	-	2.941
Provisión utilizada	-	-	-	-	-
Reversión de provisión no utilizada	-	-	-	-	-
<b>Provisión total, saldo final al 31.12.2008</b>	<b>3.747</b>	<b>2.711</b>	<b>-</b>	<b>2.720</b>	<b>9.178</b>

**a. Restauración medioambiental**

No se ha establecido provisiones por este concepto

**b. Reestructuración**

No se ha establecido provisiones por este concepto

**c. Litigios**

No existe provisión por concepto de juicios en que se encuentra involucrada la Compañía.

**d. Bonos Empleados**

La Compañía reconoce provisiones de beneficios y bonos para sus trabajadores, tales como provisión de vacaciones e incentivos de producción.

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>BONOS EMPLEADOS</b>			
Participación en Utilidades y Bonos, Corriente	8.066	3.747	3.517
<b>Total</b>	<b>8.066</b>	<b>3.747</b>	<b>3.517</b>

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 28. OTROS PASIVOS

Los otros pasivos al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008, respectivamente, se detallan a continuación:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>CORRIENTE</b>			
Retenciones	15.670	8.441	21.607
Dividendo mínimo legal	70.310	14.830	-
Otros pasivos	218	-	-
<b>Total</b>	<b>86.198</b>	<b>23.271</b>	<b>21.607</b>

### 29. INGRESOS DIFERIDOS

Los ingresos diferidos al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008, respectivamente se detallan a continuación:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>CORRIENTE</b>			
Ibener y Servicio Contraestaque Pehuenche	880	563	745
<b>Total</b>	<b>880</b>	<b>563</b>	<b>745</b>
<b>NO CORRIENTE</b>			
Ingreso Anticipado Polpaico	8.099	7.187	9.337
<b>Total</b>	<b>8.099</b>	<b>7.187</b>	<b>9.337</b>

Corresponden a Anticipos recibidos, relacionados con las operaciones y servicios de mantención. El ingreso es reconocido cuando el servicio es prestado.

### 30. PROVISIONES DE LARGO PLAZO Y OTROS PASIVOS

La Compañía y algunas filiales han constituido provisión para cubrir la obligación por indemnización por años de servicios que será pagado a su personal, de acuerdo con los contratos colectivos suscritos con sus trabajadores. Esta provisión representa el total de la provisión devengada (ver Nota 3.1. m.).

El detalle de los principales conceptos incluidos en la provisión beneficios al personal al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008, es el siguiente:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
<b>PROVISIÓN BENEFICIOS AL PERSONAL</b>			
Indemnización años de servicio del personal	11.558	7.899	8.588
<b>Total pasivo largo plazo</b>	<b>11.558</b>	<b>7.899</b>	<b>8.588</b>
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Valor presente obligaciones plan de beneficios definidos	7.899	7.743	2.157
Costo de servicio corriente obligación plan de beneficios definido	3.659	621	608
Contribuciones pagadas obligación plan de beneficios	-	(465)	(218)
Incremento cambio de tasa	-	-	645
Diferencias actuariales reconocidas en patrimonio	-	-	5.396
<b>Valor Presente obligaciones plan de beneficios definidos</b>	<b>11.558</b>	<b>7.899</b>	<b>8.588</b>

La provisión de beneficios al personal se determina en atención a un cálculo actuarial con una tasa de descuento del 5.5%.

Los principales supuestos utilizados para propósitos del cálculo actuarial son las siguientes:

	Diciembre 31, <b>2009</b> %	Diciembre 31, <b>2008</b> %	Enero 1, <b>2008</b> %
<b>BASES ACTUARIALES UTILIZADAS:</b>			
Tasa de descuento	5,50%	5,50%	5,50%
Tasa esperada de incrementos salariales	2,00%	2,00%	2,00%
Indice de rotación	0,50%	0,50%	0,50%
Indice de rotación - retiro Necesidades de Empresa	1,50%	1,50%	1,50%
<b>EDAD DE RETIRO:</b>			
Hombres	65	65	65
Mujeres	60	60	60
Tabla de mortalidad	RV-2004	RV-2004	RV-2004

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 31. INFORMACIÓN A REVELAR SOBRE EL PATRIMONIO NETO

#### a. Capital suscrito y pagado y número de acciones

En la Junta General de Accionistas de Colbún S.A., celebrada con fecha 29 de abril de 2009 se aprobó el cambio de moneda en que se encuentra expresado el capital social al 31 de diciembre de 2008, quedando éste expresado en dólares de los Estados Unidos de América, dividido en el mismo número de acciones, utilizando el tipo de cambio de cierre al 31 de diciembre de 2008.

Al 31 de diciembre de 2009, el capital suscrito y pagado asciende a MUS\$1.282.793, y está representado por 17.536.167.720 acciones nominativas, sin valor nominal, todas ellas suscritas y pagadas.

La Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 14 de marzo de 2008, acordó aumentar el capital de la sociedad en la cantidad de MUS\$272.392, mediante la emisión de 2.700.000.000 acciones de pago, debiendo efectuarse la colocación dentro de los 120 días siguientes a la fecha de la Junta, no pudiendo ser la fijación final del precio para las nuevas acciones superior a US\$0,11 [\$70] por cada una de ellas.

Con fecha 14 de mayo de 2008 se inscribió en el Registro de Valores con el N°832, la emisión de 2.700.000.000 acciones de pago serie única de igual valor cada una y sin valor nominal, las que se colocaron a un precio de US\$0.11 cada una.

Durante el período de Opción Preferente, entre el 26 de mayo y 25 de junio de 2008, se suscribieron 2.655.980.133 acciones por un valor de MUS\$335.092. En el segundo período de Opción Preferente, entre el 2 de julio y 1 de agosto de 2008, se suscribieron 41.296.067 acciones por un valor de MUS\$5.286.

#### b. Sobreprecio en venta de acciones propias

Al 31 de diciembre de 2009, el rubro otras reservas incluye un importe de US\$30.700, correspondiente al sobreprecio percibido en el período de la suscripción de emisión de acciones aprobada en la Junta Extraordinaria de Accionistas del 14 de marzo de 2008, más un sobreprecio en venta de acciones propias por MUS\$21.896, producto de aumentos de capital anteriores al año 2008 y un saldo de MUS\$345.805, correspondiente al mayor valor del patrimonio a valor justo respecto del patrimonio contable de Hidroeléctrica Cenelec S.A., fusionada con Colbún el año 2005.

#### c. Capital social

El capital social corresponde al capital pagado indicado en la letra a). De las 2.700.000.000 acciones emitidas según acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas del 14 de marzo de 2007 e inscritas en la Superintendencia de Valores y Seguros, al 31 de diciembre de 2008 se suscribieron un total de 2.697.276.200 acciones, durante los períodos de Opción Preferente que concluyeron el 1 de agosto de 2008.

#### d. Reserva para dividendo propuesto

De acuerdo a la política general y procedimiento de distribución de dividendos acordado por la junta de accionistas del 29 de abril del año 2009, la cual aprobó la distribución de un dividendo mínimo de un 30% de la utilidad líquida, en conformidad a lo establecido en NIIF, existe una obligación legal y asumida que requiere la contabilización de un pasivo al cierre de cada periodo, por lo tanto al 31 de diciembre del 2009 la Compañía provisionó el dividendo mínimo establecido, cifra que ascendió a MUS\$70.310 y se presenta rebajando las Otras reservas.

Para el período 2008, la sociedad provisionó un 30 % de la utilidad, cifra que ascendió a MUS\$14.830 y se presentó rebajando las Otras reservas.

#### e. Dividendo definitivo

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2009 acordó distribuir un dividendo definitivo, mínimo obligatorio y adicional, con cargo a las utilidades correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008, pagadero en dinero, ascendente a la cantidad total de MUS\$14.830 (históricos) que corresponde a US\$0,001 [\$0,493233798] por acción. Dicho dividendo por acción corresponde a un dividendo mínimo obligatorio. Este dividendo se comenzó a pagar a partir del día 13 de mayo de 2009.

#### f. Dividendo provisorio

En sesión celebrada el 24 de noviembre de 2009, el Directorio de Colbún S.A. acordó distribuir un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio que termina el 31 de diciembre de 2009, por la cantidad de US\$0,00143 por acción. El pago del dividendo se realizará a contar del día 13 de enero de 2010.

NÚMERO DE ACCIONES			
Serie	Número acciones suscritas	Número acciones pagadas	Número acciones con derecho a voto
Unica	17.536.167.720	17.536.167.720	17.536.167.720

CAPITAL (MONTO US\$)			
Serie		Capital suscrito MUS\$	Capital pagado MUS\$
Unica		1.282.793	1.282.793

#### g. Otras reservas

El siguiente es el detalle de las otras reservas en cada período:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Reserva para dividendos propuestos	(70.310)	(14.830)	-
Sobreprecio en colocación de acciones	398.400	398.400	367.700
Reserva de conversión	(252.942)	(252.942)	(252.942)
Reserva de conversión - conversión coligada	14.538	(2.804)	-
IFRS primera adopción (Otras Reservas varias)	414.056	414.056	414.056
Reclasificación capital a tipo de cambio de cierre (1) (Otras reservas varias)	517.617	517.617	288.872
Reservas de coberturas (Otras reservas varias)	(24.183)	(71.070)	-
Otros (2)	154.956	154.956	154.956
	<b>1.152.132</b>	<b>1.143.383</b>	<b>972.642</b>

(1) De acuerdo a lo establecido en la Circular N°456 del 20 de junio de 2008 emitida por la SVS, no se deberá aplicar deflatación al capital pagado y la revalorización de capital pagado del año debe registrarse con cargo en Otras reservas.

(2) Corresponde fundamentalmente a la asignación de la división de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. al 30 de abril de 1986 y por la fusión de Cnelca en el año 2005.

La revalorización de propiedades se deriva del criterio adoptado por la Compañía de revalorizar los terrenos y las construcciones para determinar el costo atribuido en la primera aplicación de IFRS en Otras Reservas. Cuando se venda un terreno o construcciones revalorizados, la porción de la reserva de revalorización de propiedades relacionada con dicho activo y efectivamente realizada, se transferirá directamente a las utilidades acumuladas.

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### h. Resultados retenidos (pérdidas acumuladas)

El movimiento de la reserva por resultados retenidos (pérdidas acumuladas) ha sido el siguiente:

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, <b>2008</b> MUS\$
Saldo inicial	771.744	707.955	920.511
Resultado del ejercicio	234.367	63.789	(89.591)
Dividendos provisorios	(14.830)	-	-
Ajuste IFRS primera adopción (1)	-	-	(122.965)
<b>Saldo final</b>	<b>991.281</b>	<b>771.744</b>	<b>707.955</b>

(1) Corresponde al efecto de la cuenta complementaria de impuestos diferidos y el efecto del reverso de las provisiones por mantenciones mayores.

### i. Gestión de capital

Colbún gestiona su capital con el propósito de asegurar el acceso a los mercados financieros de manera competitiva y contar con recursos suficientes para la consecución de sus objetivos de mediano y largo plazo, mantener una posición financiera sólida y optimizar el retorno de los accionistas de la Compañía.

### j. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

No existen restricciones a la disposición de fondos de las filiales de Colbún.

### k. Ganancias por acción

El resultado por acción se ha obtenido dividiendo el resultado del ejercicio atribuido a los accionistas de la controladora por el promedio ponderado de las acciones ordinarias en circulación durante los períodos informados.

	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	234.367	63.789
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	234.367	63.789
Promedio Ponderado de Número de Acciones, Básico	17.536.167.720	17.536.167.720
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción	0,01336	0,00364

La sociedad no tiene acciones ordinarias potenciales diluidas en circulación durante los períodos informados.

### 32. INGRESOS ORDINARIOS

Los ingresos ordinarios al 31 diciembre de 2009 y 2008 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Acumulado	
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Venta clientes distribuidoras	477.860	496.380
Venta clientes industriales	341.043	362.252
Venta a clientes sin contrato	216.919	427.870
Venta a otras generadoras	36.110	23.426
Venta de Gas	2.753	12.379
Peaje	63.165	23.363
Transferencia de la Linea Los Maquis-Rio Blanco	1.432	-
Otros ingresos (1)	20.000	-
<b>Total</b>	<b>1.159.282</b>	<b>1.345.670</b>

(1) Corresponde al pago del valor no disputado por perjuicio por paralización, efectuado por las compañías de seguros por el siniestro de la Central Termoeléctrica de ciclo combinado Nehuenco I.

### 33. CONSUMOS DE MATERIAS PRIMAS Y MATERIALES SECUNDARIOS

El consumo de materias primas y materiales secundarios al 31 diciembre de 2009 y 2008 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Acumulado	
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Peajes	(62.954)	(11.989)
Compra energía y potencia	(274.719)	(308.171)
Consumo gas	(16.515)	(61.254)
Consumo petróleo	(306.071)	(592.491)
Trabajo y Suministro de terceros	(114.161)	(99.341)
<b>Total</b>	<b>(774.420)</b>	<b>(1.073.246)</b>

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### 34. CLASES DE GASTO POR EMPLEADO

Los Gastos de personal al 31 diciembre de 2009 y 2008 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle (ver Nota 3.1.r. y 3.1.m.):

	Acumulado	
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Sueldos y salarios	(19.472)	(16.826)
Beneficios a corto plazo a los empleados	(2.238)	(1.833)
Indemnización por término de relación laboral	(1.852)	(2.044)
Otros gastos de personal	(9.991)	(5.455)
<b>Total</b>	<b>(33.553)</b>	<b>(26.158)</b>

### 35. DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN

La Depreciación y Amortización al 31 de diciembre de 2009 y 2008 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Acumulado	
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Depreciaciones	(121.795)	(116.961)
Amortizaciones de intangibles	(50)	(36)
<b>Total</b>	<b>(121.845)</b>	<b>(116.997)</b>

### 36. RESULTADO FINANCIERO

El Resultado financiero al 31 diciembre de 2009 y 2008 respectivamente, se presenta en el siguiente detalle:

	Acumulado	
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
<b>INGRESO (PÉRDIDA) PROCEDENTE DE INVERSIONES</b>		
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	14.102	25.899
<b>Total ingresos Financieros</b>	<b>14.102</b>	<b>25.899</b>
<b>COSTOS FINANCIEROS</b>		
Gastos por préstamos bancarios	(20.968)	(28.619)
Gastos por bonos	(28.532)	(26.496)
Gasto/ingresos por valoración derivados financieros netos	(19.996)	(6.400)
Gasto por provisiones financieras	(9.459)	(4.821)
Gasto por otros (gastos bancarios)	(141)	(4.388)
Gastos financieros activados	27.319	10.306
<b>Total Gasto Financiero</b>	<b>(51.777)</b>	<b>(60.418)</b>
<b>Resultado por Unidades de Reajuste</b>	<b>(4.380)</b>	<b>18.441</b>
<b>Diferencia de cambio neta</b>	<b>81.505</b>	<b>(120.391)</b>
<b>Total resultado financiero</b>	<b>39.450</b>	<b>(136.469)</b>

### 37. INGRESOS (PÉRDIDAS) POR INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN

Los ingresos por inversiones contabilizadas por el método de participación al 31 de diciembre de 2009 y 2008 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Acumulado	
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Participación neta en ganancia de coligadas (Ver nota 18)	1.030	2.155
<b>Total</b>	<b>1.030</b>	<b>2.155</b>

### 38. OTRAS GANANCIAS / (PÉRDIDAS) – NETAS

Las otras ganancias (pérdidas) netas al 31 de diciembre 2009 y 2008 respectivamente, se detallan a continuación:

	Acumulado	
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
<b>OTROS INGRESOS DISTINTOS DE LOS DE OPERACIÓN</b>		
Multas por incumplimiento plazo proveedores	4.327	1.949
Resultados por contratos Forward	-	170.481
Opciones de petróleo vendidas	-	12.973
Otros ingresos	1.634	3.201
<b>Total otros ingresos</b>	<b>5.961</b>	<b>188.604</b>
<b>OTROS GASTOS DISTINTOS DE LOS DE OPERACIÓN</b>		
Resultados contratos Derivados	(4.242)	(53.274)
Indemnización Juicios con terceros	(2.900)	(11.916)
Honorarios atención de juicios	(1.534)	(944)
Multas y castigos	(599)	-
Otros	(6.306)	(2.812)
<b>Total Otros gastos</b>	<b>(15.581)</b>	<b>(68.946)</b>

### 39. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES

#### Garantías directas

Acreedor de la garantía	Deudor		Activos comprometidos			Saldos pendientes al 31 de diciembre de		Liberación de garantías		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Tipo moneda	Valor contable	Moneda	2009	2010	2011	2009
CHILECTRA S.A.	Colbun S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	4.189	MUSD	8,26	-	-	8,26
CHILQUINTA ENERGIA S.A.	Colbun S.A.Matriz	Acreedor	Cheque	CLP	98	MUSD	0,19	-	-	0,19
DIRECTOR REGIONAL DE VIALIDAD REGION DE LOS RIOS	Colbun S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	15.334	MUSD	30,24	30,24	-	-
DIRECTOR REGIONAL DE VIALIDAD VIII REGION	Colbun S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	25.655	MUSD	50,59	50,59	-	-
ENDESA	Colbun S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	2.094	MUSD	4,13	-	-	4,13
MOP DIRECCION GENERAL DE AGUAS	Colbun S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	4.008.551	MUSD	7.904,85	-	7.904,85	-
SUBSECRETARIA DEL MINISTERIO DE MINERIA	Colbun S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	8.377	MUSD	16,52	16,52	-	-
TRANSELEC S.A.	Colbun S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	4.189	MUSD	8,26	-	-	8,26

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

Cauciones obtenidas de terceros al 31 de diciembre de 2009.

### Garantías vigentes en pesos

Depositado por:	Relación con sociedad	Total MUS\$
BESALCO CONSTRUCCIONES S.A	Proveedores	444
ASTALDI SPA	Proveedores	394
CONSTRUCTORA CON-PAX S.A	Proveedores	394
ACCIONA INFRAESTRUCTURAS S.A. AGENCIA EN CHILE	Proveedores	329
IMPREGILO S.P.A	Proveedores	325
EMPRESA CONSTRUCTORA TECSA S.A	Proveedores	296
DRAGADOS S.A. AGENCIA EN CHILE	Proveedores	246
VAPOR INDUSTRIAL S.A	Proveedores	246
ARRIGONI METALURGICA S.A	Proveedores	208
EMPRESA DE MONTAJES INDUSTRIALES SALFA S.A	Proveedores	197
ASTALDI S.P.A	Proveedores	197
ZUBLIN INTERNATIONAL GMHB CHILE LTDA	Proveedores	197
ANDRITZ HIDRO GMBH	Proveedores	118
HOCHTIEF CONSTRUCCION CHILENA LTDA	Proveedores	118
INDUSTRIA METALURGICA PERCARMONA SAIC	Proveedores	118
EMPRESA CONSTRUCTORA BCF S.A	Proveedores	115
UNIVERSIDAD DE CONCEPCION	Proveedores	102
DRAGADOS S.A	Proveedores	99
ICAFAL INGENIERIA Y CONSTRUCCION S.A	Proveedores	99
SOC. CONSTRUCTORA ADRIMAQ LTDA	Proveedores	99
EMPRESA CONSTRUCTORA BROTEC S.A	Proveedores	82
ING. VY CONSTRUCCIONES MAS, ERRAZURIZ S.A	Proveedores	79
PROYECTOS DE INGENIERIA Y MONTAJE INDUSTRIAL LIMITADA	Proveedores	77
B. BOSCH S.A	Proveedores	72
EMPRESA CONSTRUCTORA FE GRANDE SA	Proveedores	69
EMPRESA CONSTRUCTORA BELFI S.A	Proveedores	64
ALTOM HYDRO ENERGIA BRASIL LTDA	Proveedores	59
INAMAR S.A	Proveedores	59
CLARO VICUÑA VALENZUELA	Proveedores	49
CON-PAX S.A	Proveedores	49
CONSTRUCTORA AGUA SANTA S.A	Proveedores	49
CONSTRUCTORA FV LIMITADA	Proveedores	49
EQUIPOS Y CONSTRUCCIONES S.A	Proveedores	49
ING. Y CONSTRUCCIONES INCOLUR S.A	Proveedores	39
SISTEMAS CONTRA INCENDIOS EUROCOMERCIAL	Proveedores	30
SERVICIOS Y PROYECTOS AMBIENTALES	Proveedores	30
CONSTRUCTORA VALDES TALA Y CIA. LTDA	Proveedores	29

GEOTECNICA CONSULTORES S.A	Proveedores	26
CR INGENIERIA CORROSION & PROTECCION LTDA	Proveedores	24
AGUAS INDUSTRIALES LIMITADA	Proveedores	21
CONSTRUCTORA Y MOVIMIENTO DE TIERRA ÑUBLE S.A	Proveedores	18
EMPRESA CONSTRUCTORA RS LIMITADA	Proveedores	18
CENTRO DE ECOLOGIA APLICADA LTDA	Proveedores	16
INGENDESA S.A	Proveedores	14
N.R.C. INGENIERIA S.A	Proveedores	13
EMPRESA DE INGENIERIA INGENDESA S.A	Proveedores	12
PROYECTOS Y GESTION LTDA	Proveedores	12
AGA S.A	Proveedores	12
MAULE SEGURIDAD PRIVADA	Proveedores	12
SOC. TRANSREDES SERVICIOS ELECTRICOS	Proveedores	11
TRANSPORTES CASTRO LIMITADA	Proveedores	9
GOLDER ASSOCIATES S.A	Proveedores	7
ALVAREZ GALARCE PABLO ENRIQUE	Proveedores	6
PARES Y ALVAREZ INGENIEROS ASOCIADOS LTDA	Proveedores	5
CRISTIAN AUGUSTO MUÑOZ VALERO	Proveedores	4
INGENIERA Y CONSTRUCCION TECNIMONT CHILE Y CIA. LTDA	Proveedores	4
AGUAS INDUSTRIALES LTDA	Proveedores	4
INGENIERIA Y CONSTRUCCION TECNIMONT CHILE Y CIA.LTDA	Proveedores	3
BVQI CHILE S.A	Proveedores	2
ESINEL INGENIEROS S.A	Proveedores	2
INGENIERIA Y MONTAJES ELECTRICOS S.A	Proveedores	2
SERVICIOS DE INGENIERIA IMA S.A	Proveedores	2
SOC. DE SERVICIOS DE INGENIERIA ARAY	Proveedores	2
GEQ CHILE S.A	Proveedores	1
EXTINGUEPLAGA LIMITADA	Proveedores	0
		<b>5.542</b>

#### Garantías vigentes en Euros

Depositado por:	Relación con sociedad	Total MUS\$
AREVA T&D CHILE S.A	Proveedores	318
VA TECH ESCHER WYSS S.R.L	Proveedores	824
ABB S.A	Proveedores	130
ASEA BROWN BOVERI S.A	Proveedores	109
INGENIERIA Y CONSTRUCCION INCOLUR S.A	Proveedores	22
SIEMENS A.G	Proveedores	22
INDRA SISTEMAS CHILE S.A	Proveedores	8
		<b>1.433</b>

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### Garantías vigentes en Unidades de Fomento

Depositado por:	Relación con sociedad	Total MUS\$
BESALCO DRAGADOS S.A	Proveedores	5.620
BESALCO CONSTRUCCIONES S.A	Proveedores	4.340
B. BOSCH S.A	Proveedores	3.807
EMPRESA DE MONTAJES INDUSTRIALES SALFA S.A	Proveedores	3.761
CONSTRUCCIONES Y MONTAJES COM S.A	Proveedores	2.574
DRAGADOS S.A. AGENCIA EN CHILE	Proveedores	2.436
EMPRESA CONSTRUCTORA AGUA SANTA S.A	Proveedores	1.375
ING. Y CONSTRUCCIONES INCOLUR S.A	Proveedores	546
AREVA T Y D CHILE S.A	Proveedores	844
OBRASCON HUARTE LAIN S.A. AGENCIA EN CHILE	Proveedores	826
IMPREGILO SPA	Proveedores	681
VAPOR INDUSTRIAL S.A	Proveedores	668
EMPRESA CONSTRUCTORA BCF S.A	Proveedores	619
SOC. METALURGICA ARRIGONI HNOS. S.A	Proveedores	512
PUENTE ALTO INGENIERIA Y SERVICIOS LTDA	Proveedores	433
ACCIONA INFRAESTRUCTURA S.A. AGENCIA EN CHILE	Proveedores	413
CONSTRUCTORA OAS LIMITADA	Proveedores	413
EMPRESA CONSTRUCTORA BROTEC S.A	Proveedores	413
EMPRESA CONSTRUCTORA SALFA S.A	Proveedores	413
ZUBLIN INTERNATIONAL GMHB CHILE LTDA	Proveedores	413
EMPRESA DE INGENIERIA INGENDESA S.A	Proveedores	333
INST MENCHACA AMADORI INDUSTRIAL LTDA	Proveedores	228
ANDRITZ CHILE LTDA	Proveedores	221
INGENIERIA Y CONSTRUCCION INCOLUR LTDA	Proveedores	221
SOLETANCHE BACHY CHILE S.A	Proveedores	210
GOLDER ASSOCIATES S.A	Proveedores	168
EDIC INGENIEROS LTDA	Proveedores	161
TECSA S.A. PARA EMPRESA CONSTRUCTORA FE GRANDE S.A	Proveedores	145
HATCH TECHNOLOGIES LTD	Proveedores	116
HIDROMONT CHILE S.A	Proveedores	113
CIA.AMERICANA DE MULTISERVICIOS LTDA	Proveedores	107
IVAN LEIVA SALINAS	Proveedores	91
CONSTRUCTORA DEL VALLE LTDA	Proveedores	85
R & Q INGENIERIA S.A	Proveedores	63
SERVICIOS Y PROYECTOS AMBIENTALES	Proveedores	47
OMAR NUÑEZ ESPER GEOTECNIA EIRL	Proveedores	43
SISTEMAS CONTRA INCENDIOS EUROCOMERCIAL	Proveedores	36
LEN Y ASOCIADOS INGENIEROS CONSULTORES LTDA	Proveedores	31

AMEC - CADE SERVICIOS DE INGENIERIA LTDA	Proveedores	27
INVERSIONES CONO SUR LTDA	Proveedores	22
ASEITAL LIMITADA	Proveedores	18
GHD S.A	Proveedores	9
EMPRESA DE INGENIERIA DESSAU INGENTRA S.A	Proveedores	7
INGENIERIA Y MONTAJES ELECTRICOS S.A	Proveedores	6
CONYSER LIMITADA	Proveedores	5
BIMAR ASEO INDUSTRIAL LTDA	Proveedores	4
G.A. COLACIONES LTDA	Proveedores	4
RODRIGUEZ VELOZ JAIME ALEJANDRO	Proveedores	4
ALTO VERDE PAISAJISMO S.A	Proveedores	2
EXTINGUEPLAGA LIMITADA	Proveedores	1
INSPECTORATE GRIFFITH CHILE S.A	Proveedores	1
		<b>33.636</b>

#### Garantías vigentes en Dólares

Depositado por:	Relación con sociedad	Total MUS\$
TECNIMONT S.P.A	Proveedores	74.699
SLOVENSKE ENERGETICKE STROJARNE A.S	Proveedores	41.833
INGENIERIA Y CONSTRUCCION TECNIMONT CHILE Y CIA. LTDA	Proveedores	10.032
IND. METARLURGICA PERCARMONA S.A.I.C	Proveedores	2.750
POWER MACHINES	Proveedores	1.120
POSCO ENGINEERING AND CONSTRUCTION CO	Proveedores	1.000
SKANSKA CHILE S.A	Proveedores	1.000
SIEMENS LTDA	Proveedores	924
B. BOSCH S.A	Proveedores	640
AABB-HARBIN	Proveedores	500
ABB INC	Proveedores	500
ALSTOM HYDRO ESPAÑA S.A. Y ALSTOM HYDRO FRANCE S.A	Proveedores	500
VOITH HIDRO	Proveedores	500
EMPRESA DE MONTAJES INDUSTRIALES SALFA S.A	Proveedores	212
MAIRE ENGINEERING DO BRASIL CONSTRUCAO E ADMINISTRACAO DE PROJETOS LTDA.	Proveedores	126
AREVA T&D CHILE S.A	Proveedores	76
WEG CHILE S.A	Proveedores	90
COASIN CHILE S.A	Proveedores	58
DOLLINGER CORPORATION	Proveedores	55
VULCO S.A	Proveedores	15
EQUIPOS Y SISTEMAS AUTOMATICOS DE PROTECCION LTDA	Proveedores	10
		<b>136.640</b>

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(EN MILES DE DÓLARES)

### DETALLE DE LITIGIOS Y OTROS

#### **a. Demanda arbitral de terminación de contrato e indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato de suministro eléctrico.**

Colbún S.A. y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (CONAFE) designaron como árbitro al Sr. Arturo Fernandois V. a fin de que conociera y se pronunciara acerca de una discrepancia surgida entre las partes con motivo de la aplicación e interpretación del Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para la V Región, suscrito con fecha 8 de Agosto de 2003.

Con fecha 24 de diciembre de 2008 se presentó ante el Arbitro señalado una demanda arbitral en la cual se solicita que se ponga término anticipado al contrato por incumplimiento de obligaciones contractuales y se condene a CONAFE a indemnizar los perjuicios que le ha causado a Colbún S.A. el incumplimiento del referido contrato.

Se encuentra vencido el término probatorio y la causa está para dictar sentencia de primera instancia por el árbitro.

#### **b.- Nulidad de derecho público interpuesta por Maderas Cóndor S.A. en contra de la Dirección General de aguas y de Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Limitada.**

Con fecha 31 de diciembre de 2008 Maderas Cóndor S.A. interpuso una demanda de nulidad de derecho público ante el Noveno Juzgado Civil de Santiago en contra de la Dirección General de Aguas y de la Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Limitada, filial de Colbún S.A., a fin de que se declare la nulidad de derecho público de la Resolución DGA N°112, de 2006, que otorgó derechos de aprovechamiento de aguas a Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Limitada en el Río Bío Bío y de la Resolución DGA NO 475, de 2006, que rectificó la anterior.

El fundamento de la demanda consiste, en términos generales, en que al momento de solicitar los derechos de aprovechamiento de aguas [1980], no se habría dado cumplimiento a la normativa del Código de Aguas que establecía los requisitos que debían cumplir las mencionadas solicitudes.

Se encuentra pendiente de inicio del periodo de prueba.

#### **c.- Multa de 2000 UTA aplicada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.**

Mediante Resolución 1430 de fecha 14 de agosto de 2003, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles aplicó a Colbún S.A. una multa de 2000 UTA en el marco de la investigación para determinar las causas de la falla ocurrida en el Sistema Interconectado Central el día 23 de septiembre de 2002.

Colbún S.A. presentó un recurso de reclamación por ilegalidad en contra de dicha Superintendencia ante la Ittma. Corte de Apelaciones de Santiago, la que a la fecha la causa se encuentra en estado de dictase sentencia.

Con fecha 28 de agosto de 2003, Colbún S.A. presentó un recurso de reposición en contra de la citada resolución, solicitando a la propia SEC que la multa aplicada sea dejada sin efecto. Con fecha 9 de junio de 2004, la SEC rechazó la reposición presentada por Colbún S.A.

Con fecha 24 de junio de 2004 se presentó un recurso de reclamación por ilegalidad ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago.

Con fecha 10 de septiembre de 2009 se rechazó la reclamación presentada por Colbún.

Mediante sentencia dictada con fecha 25 de enero de 2010, la Excma. Corte Suprema confirmó la sentencia de la Ittma. Corte de Apelaciones de Santiago, por lo que la multa aplicada quedó a firme. Dado que ya se había consignado el 25% de la misma, corresponde pagar la diferencia, que asciende a UTA 1.500. Al 31 de diciembre de 2009 estos montos se encuentran provisionados (ver nota 27).

#### **d.- Multa de 1.120 U.T.A. aplicada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.**

Con fecha 04 de julio de 2005 la SEC mediante Resolución Exenta N° 1.111, aplicó a Colbún S.A. una multa de 1.120 U.T.A. en el marco de la investigación que lleva a cabo para determinar las causas de la falla ocurrida en el Sistema Interconectado Central con fecha 7 de noviembre de 2003.

Con fecha 23 de noviembre de 2005 se interpuso un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago en contra de la resolución de la SEC que rechazó la reposición interpuesta ante la SEC, el que se encuentra pendiente de resolver.

En agosto de 2009, después de un procedimiento ante la SEC, se presentó una reclamación ante la Corte de Apelaciones por la multa decretada. Actualmente se encuentra pendiente para su vista y fallo.

**e.- Reclamo monto de indemnización pagada por Huertos Familiares S.A.**

En relación al juicio iniciado por Huertos Familiares S.A. en 1999 en contra de Colbún S.A. ante el Juzgado de Letras de Colina, por reclamo del monto de la indemnización pagada con motivo del cruce de la línea de transmisión de energía eléctrica "Polpaico - Maitenes" por un predio de su propiedad, la sentencia de primera instancia condenó a Colbún S.A. a pagar diversos conceptos a modo de indemnización, los que sumados alcanzan la suma de M\$572.897, más los aumentos legales e intereses, que alcanzan la suma de M\$156.496. Dichos montos fueron oportunamente consignados por Colbún S.A. en la cuenta corriente del Tribunal. En contra de la sentencia de primera instancia ambas partes interpusieron recursos de apelación, los que a la fecha se encuentran pendientes de resolver por parte de la Corte de Apelaciones de Santiago. Actualmente se encuentra suspendida la resolución "autos en relación", debido a que la Corte está esperando la recepción de ciertos documentos que se encuentran en custodia en primera instancia.

**f.- Demanda arbitral de terminación de contrato e indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato de suministro eléctrico.**

Colbún S.A. y Compañía General de Electricidad Distribución S.A. (CGED) designaron como árbitro al Sr. Miguel Luis Amunátegui M., a fin de que conociera y se pronunciara acerca de una discrepancia surgida entre las partes con motivo de la aplicación e interpretación del Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para la VII Región, suscrito con fecha 8 de Agosto de 2003.

Con fecha 9 de marzo de 2009 Colbún S.A. presentó ante el árbitro señalado una demanda en la cual se solicita que se ponga término anticipado al contrato por incumplimiento de obligaciones contractuales y se condene a CGED a indemnizar los perjuicios que le ha causado a Colbún S.A. el incumplimiento del referido contrato.

Con fecha 30 de septiembre de 2009 el árbitro llamó a conciliación a las partes, la que no se produjo. Pendiente inicio del periodo de prueba.

**g.- Siniestro Central Termoeléctrica de ciclo combinado Nehuenco I**

El 29 de diciembre de 2007, la central termoeléctrica de ciclo combinado Nehuenco I, de 368 MW de capacidad, propiedad de Colbún S.A., fue afectada por un incendio en el interior del edificio de la turbina principal debido a una fuga de petróleo diesel en el sistema de alimentación de combustible de la unidad. La central fue desconectada del sistema interconectado central y el fuego fue extinguido con los medios propios previstos para este tipo de emergencias. La reparación de la central concluyó y está disponible para ser operada por el CDEC-SIC desde el 30 de agosto de 2008.

A la fecha del siniestro, la Compañía tenía vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo", que incluye cobertura para Incendio, Avería de Maquinaria y Perjuicios por Paralización. El procedimiento de liquidación con las compañías de seguros Chilena Consolidada Seguros Generales S.A., Penta Security Seguros Generales S.A. y Mapfre Seguros Generales, en calidad de coaseguradores, está terminado.

El Informe Final de Liquidación, impugnado por las partes, se notificó el 5 de mayo de 2009 estableciendo una pérdida por Daño Material neto de deducible de US\$ 14,5 millones y por Perjuicio por Paralización US\$ 76,2 millones. El Informe reconoce que las partes difieren respecto del límite de indemnización aplicable a los Perjuicios por Paralización, sobre el cual el Liquidador no se pronuncia porque sostiene que escapa a su competencia. A juicio de Colbún, la póliza contempla un límite único de indemnización de US\$250 millones por evento y combinado por Daño Físico y Perjuicios por Paralización.

Colbún S.A. ha recibido el pago de la cantidad de US\$ 33,7 millones, correspondiente a las sumas no disputadas contenidas en la referida Liquidación Final. Sin perjuicio de lo anterior, existiendo diferencias entre Colbún y los aseguradores, las partes han implementando el mecanismo de arbitraje conforme lo contempla la póliza, y Colbún ha presentado demanda en el mes de Octubre del 2009 de cumplimiento de contrato de seguro e indemnización de perjuicios por un valor total de US\$ 101,5 millones mas perjuicios e intereses. Los aseguradores han presentado la Contestación a la Demanda y Colbún ha evacuado la Réplica, y por su parte las aseguradoras han presentado la respectiva réplica a finales de enero del 2010. El proceso que puede tardar hasta 24 meses.

## 40. COMPROMISOS

### Compromisos contraídos con entidades financieras y otros

Los contratos de créditos suscritos por Colbún S.A. con entidades financieras y los contratos de emisión de bonos y efectos de comercio, imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Compañía debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2009 la Compañía está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

## 41. HECHOS OCURRIDOS DESPUÉS DE LA FECHA DEL BALANCE

En el período comprendido entre la fecha de término del ejercicio y la presentación de los estados financieros a la Superintendencia de Valores y Seguros, ha ocurrido el siguiente hecho posterior significativo que puede afectar la presentación de los presentes estados financieros.

Colbún S.A. colocó con fecha 14 de enero de 2010 una emisión de bonos en los mercados internacionales bajo las normas "144 A" y "Regulation S", ambas de la "U.S. Securities Act of 1933", de los Estados Unidos de América.

La emisión alcanzó un monto de US\$ 500 millones y los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de carátula de 6,0%. Dichos valores no serán registrados en el Registro de Valores que lleva la Superintendencia de acuerdo con lo que establece la Ley 18.045 de Mercado de Valores de la República de Chile, ni serán registrados ante la "Securities and Exchange Comisión" ("SEC") de los Estados Unidos de América. Los intereses se pagarán semestralmente y el capital vencerá en una única cuota el día 21 de enero del 2020. Los recursos obtenidos producto de la colocación de la referida emisión serán utilizados para refinanciar parte de los pasivos existentes de la sociedad y financiar futuros proyectos de inversión.

Como es de público conocimiento, el país fue afectado por un terremoto la madrugada del día 27 de Febrero reciente. Respecto a los efectos o impactos producidos o que puedan producirse en la situación financiera de Colbún S.A. a consecuencia de este evento, se puede señalar:

Las instalaciones de generación, transmisión y transformación de la compañía están en condiciones de funcionamiento y disponibles para el suministro eléctrico a solicitud del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), salvo un par de situaciones puntuales como son la operación limitada de la Subestación Minero que abastece a un cliente libre en la VI Región, que se estima superar esta semana, y de una falla en la conexión de la central hidroeléctrica Chiburgo (20 MW) a la Subestación Colbún, cuya reparación se estima preliminarmente en 8 días.

En cuanto a los proyectos de nuevas centrales de generación (central térmica Santa María I, centrales hidroeléctricas San Clemente y San Pedro) luego de inspecciones preliminares no se observan daños físicos importantes y las faenas de construcción se encuentran suspendidas temporalmente hasta que se pueda asegurar la seguridad de trabajadores y personal de contratistas.

La compañía cuenta con seguros que cubren daño físico y perjuicio por paralización para activos existentes y proyectos en construcción.

Dado lo anterior, en términos generales Colbún S.A. y sus filiales no se han visto afectados mayormente en su situación financiera por el terremoto mencionado, sin embargo todavía no es posible estimar los posibles efectos derivados de elementos ajenos al control de la compañía como pueden ser suministro de insumos, disponibilidad de servicios prestados por terceros, nivel de demanda eléctrica, entre otros.

En sesión celebrada con fecha 2 de marzo de 2010 el Directorio de la compañía aprobó los estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2009, preparadas de acuerdo con las NIIF.

## 42. MEDIO AMBIENTE

Las Sociedades del grupo en las cuales se han efectuado desembolsos asociados con Medio ambiente Se detallan a continuación: Colbún, Río Tranquilo S.A., H. Guardia Vieja S.A., H. Aconcagua S.A., Obras y Desarrollo S.A. y Termoeléctrica Antilhue S.A. respectivamente.

Los desembolsos asociados a Medio Ambiente efectuados por las compañías se detallan a continuación.

CONCEPTO	Acumulado	
	Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Monitoreo calidad del aire y meteorología	245	297
Estudios de impacto ambiental y otros	450	405
Seguimiento ambiental	283	256
Sistema de gestión ambiental	41	33
<b>Total</b>	<b>1.019</b>	<b>991</b>

Los desembolsos efectuados por concepto de Medio Ambiente se encuentran principalmente asociados a instalaciones, por lo tanto serán efectuados de acuerdo a la vida útil de éstas, salvo el Estudio de Impacto Ambiental que corresponde a permisos ambientales efectuados previo a la fase de construcción.

A continuación indicamos los principales proyecto en curso y una breve descripción de los mismos:

Termoeléctrica Santa María: Central termoeléctrica que utilizará carbón como combustible, por lo que contará con un moderno sistema de control y abatimiento de dióxido de azufre y material particulado. Se encuentra ubicado en la Comuna de Coronel, Octava Región.

Hidroeléctrica San Clemente: Mini Central hidroeléctrica de pasada en la Región del Maule, corresponde a una central ERNC (Energía renovable no convencional).

Hidroeléctrica San Pedro: Central hidroeléctrica de embalse, se encuentra ubicada en la Región de los Ríos, regula en forma mínima el caudal del río, manteniendo inalteradas las condiciones hidrológicas del río aguas abajo de la central.

Líneas Alta Tensión Santa María Charrúa: permite la conexión del complejo termoeléctrico Santa María con la Subestación Charrúa en la Región del Bío Bío.

Termoeléctrica Los Pinos: Central termoeléctrica, a la cual se le instaló una turbina GE LMS100 de alta eficiencia (menor consumo de combustible).

Central Hidroeléctrica Angostura. proyectada con la confluencia del Río Bío Bío y Huenquecura en la Región del Bío Bío, regula en forma mínima el caudal del río.

## Informe de los Inspectores de Cuentas

### A los señores Accionistas:

Conforme al mandato que nos otorgó la junta General de Accionistas, celebrada el 29 de abril de 2009, hemos examinado el Balance General de Colbún S.A al 31 de diciembre de 2009 y el correspondiente Estado de Resultados, por el ejercicio de 12 meses terminado a esa fecha.

Nuestra labor como Inspectores de Cuenta se centró en la comprobación de la coincidencia, sobre una base selectiva, de los saldos de cuentas que reflejan los registros contables de la sociedad con las cifras de dicho Balance General y Estado de Resultados, verificación que no merecían ninguna observación.



Patricio López-Huici Caro



Gastón Cruzat Larraín

Santiago, febrero de 2010.

# Análisis Razonado de Los Estados Financieros Consolidados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

## 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- » A contar del año 2009 la Compañía inició la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, por lo que la información financiera contable utilizada en este Análisis Razonado proviene de los Estados Financieros elaborados según estas normas. Producto de este cambio, la Sociedad adoptó como moneda funcional el dólar de los EEUU ("US\$").
- » Los resultados de la Compañía presentan en el cuarto trimestre del año (4T09) una ganancia controladora<sup>1</sup> de US\$ 82,9 millones, que se compara favorablemente con la ganancia del trimestre anterior (3T09) de US\$ 24,0 millones. Estos resultados del trimestre se comparan positivamente con la ganancia del mismo trimestre del año anterior (4T08) de US\$ 54,6 millones. Ambas comparaciones trimestrales son favorables, principalmente producto del efecto positivo de la apreciación del CLP versus el USD durante el año 2009. En términos acumulados, los resultados de la Compañía presentan una ganancia a Dic09 de US\$ 234,4 millones, superior a la ganancia acumulada a Dic08 de US\$ 63,8 millones explicada mayoritariamente por menores costos de compra de petróleo, menores costos de compra de energía en el mercado spot y efectos positivos de la apreciación de la moneda local sobre las diferencias de cambio y los impuestos.
- » El EBITDA<sup>2</sup> del 4T09 alcanzó a US\$ 98,5 millones que representa un leve incremento de 1% con el registrado el 3T09 (US\$ 97,4 millones) y una reducción de 3% con el del mismo trimestre del año anterior (US\$ 101,2 millones). El EBITDA acumulado a Dic09 alcanza a US\$ 336,6, un 43% superior al acumulado a Dic08 (US\$ 236,0 millones).
- » Durante el 4T09, la generación hidráulica de Colbún alcanzó 1.858 GWh, lo que representa un incremento de 11% (180 GWh) con respecto al trimestre anterior y una disminución de 3% (56 GWh) respecto a igual trimestre del año anterior. La generación hidráulica del 4T09 permitió cubrir 78% de los compromisos contractuales del trimestre, en comparación a 70% el trimestre anterior y 77% el 4T08. En términos acumulados a Dic09, la generación hidráulica de 6.579 GWh representa una disminución respecto al año anterior de 4%, cubriendo 68% de los compromisos contractuales en 2009 versus 70% en 2008.
- » La generación térmica del 4T09 por su parte, fue de 265 GWh y presenta una disminución de 69% (586 GWh) respecto al 3T09 y de 70% (630 GWh) respecto al 4T08. En términos acumulados a Dic09, la generación térmica presenta una disminución de 21% (2.980 GWh v/s 3.784 GWh) producto de los trabajos de mantenimiento mayor a principios de año en el complejo Nehuenco, y un menor despacho de las centrales térmicas de Colbún el resto del año 2009, como consecuencia de los menores costos marginales del sistema en comparación al año 2008.
- » Los costos marginales del 4T09 en el sistema (SIC) promediaron 84 US\$/MWh en Alto Jahuel, 6% menor que los del trimestre anterior (89 US\$/MWh) y 41% menor al promedio del 4T08 (141 US\$/MWh). La baja de los costos marginales promedio durante el 4T09 con respecto al 3T09 es consecuencia de la mayor generación hidráulica en el sistema (68% v/s 63% del total en 4T09 y 3T09, respectivamente) y la mayor generación con GNL (7% v/s 2% del total en 4T09 y 3T09, respectivamente). La baja de los costos marginales promedio del 4T09 en comparación al mismo trimestre del año anterior (4T08) es más notoria dado que varias centrales térmicas eficientes entraron en operación durante el año 2009.
- » Los otros ingresos ordinarios destacan con un aporte positivo de US\$ 40,3 millones durante el 4T09 principalmente producto de la aplicación de las nuevas tarifas de sub-transmisión que incluyen ajustes retroactivos desde su fijación en enero 2009 y la aplicación del cargo único troncal, que incluye ajustes retroactivos desde su decreto en 2004. Los mayores ingresos representan el costo de peaje que Colbún cobra a sus clientes por el uso de líneas de transmisión pertenecientes a terceros. Estos ingresos tienen una contrapartida en costos de peaje, que es el costo que Colbún paga a los propietarios de las líneas de transmisión.
- » Las diferencias de cambio del 4T09 tuvieron un efecto positivo sobre las ganancias de US\$ 37,7 millones (en comparación a la pérdida de US\$ 2,2 millones que tuvo durante el 3T09) como consecuencia de un exceso de activos sobre pasivos denominados en pesos, y una apreciación de 7,9% de la moneda local respecto al dólar durante el último trimestre (versus una depreciación de 3,5% durante el 3T09).

<sup>1</sup> Bajo IFRS, a la Utilidad se le denomina "Ganancia Controladora"

<sup>2</sup> EBITDA = Resultado de operación + Depreciación y Amortizaciones

## Análisis Razonado de Los Estados Financieros Consolidados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

- » El impuesto a las ganancias registra un ingreso de US\$ 0,8 millones durante el 4T09 (en comparación al gasto de US\$ 32,0 millones reportado durante el trimestre anterior). Este cambio de signo de los impuestos a las ganancias se explica porque bajo IFRS los efectos de diferencias cambiarias que se originan por llevar contabilidad financiera en dólares y contabilidad tributaria en pesos se registran en este rubro del estado de resultados. La apreciación experimentada por el peso respecto al dólar generó este efecto positivo. (Ver nota 24 de EEFF para mayor detalle).
- » El agua caída desde el inicio del año hidrológico en curso hasta la fecha de publicación de estos estados financieros (el año hidrológico se inicia en abril de cada año y termina a fines de marzo del año siguiente) en las cuatro cuencas relevantes para Colbún, esto es: en el valle del Aconcagua, Armerillo en la cuenca del Maule, la cuenca del Laja y el lago Chapo en Canutillar registra una variación respecto a las precipitaciones medias de -29%, +6%, +19% y +4%, respectivamente.
- » Respecto a los proyectos en construcción, el proyecto termoeléctrico a carbón Santa María, ubicado en Coronel (342 MW), se encuentra en pleno período de construcción, mostrando un avance de 72%. El proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW) concluyó la construcción de los caminos de acceso y se sigue trabajando en las obras del túnel de desvío y los trabajos preliminares en el sector de la casa de máquinas. En el caso de la central mini-hidro San Clemente, ya se montó la turbina y su entrada en operación está prevista para el año 2010. El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW) en tanto, obtuvo la aprobación ambiental de la COREMA de la región del Bío-bío en septiembre 2009.
- » Al cierre de Dic09, la Compañía cuenta con una liquidez reflejada en inversiones financieras por US\$ 484,7 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares ciertas inversiones, alcanza a US\$ 484,1 millones<sup>3</sup>. Esta liquidez es un elemento importante del financiamiento del programa de inversiones y una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.
- » En enero 2010, las agencias de crédito Standard and Poor's y Fitch Ratings calificaron por primera vez la deuda en moneda extranjera de la Compañía, asignándole una calificación de "BBB-" y "BBB", respectivamente.
- » El 14 de enero 2010, Colbún emitió un bono a 10 años por US\$ 500 millones en los mercados internacionales (tipo 144A RegS) a una tasa de colocación de 6.139% (spread de 237.5 bps sobre el bono del tesoro de Estados Unidos). Los recursos de la emisión se utilizaron para prepagar anticipadamente deuda financiera y para financiar el plan de inversiones.

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

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados acumulado a Dic08 y Dic09, así como los trimestres 4T08, 3T09, 4T09.

TABLA 1: ESTADO DE RESULTADOS (US\$ MILLONES)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Dic08	Dic09		4T08	3T09	4T09
<b>1.345,7</b>	<b>1.159,3</b>	<b>INGRESOS ORDINARIOS</b>	<b>294,9</b>	<b>275,8</b>	<b>282,4</b>
496,4	477,9	Ventas a Clientes Regulados	111,9	116,2	111,7
362,3	341,0	Ventas a Clientes Libres	87,7	74,0	78,7
427,9	216,9	Ventas a Clientes Sin Contrato	81,9	37,9	46,6
23,4	36,1	Ventas otras generadoras	(0,4)	12,6	5,1
35,7	87,4	Otros Ingresos	13,9	35,0	40,3
<b>(1.073,2)</b>	<b>(774,4)</b>	<b>CONSUMOS DE MATERIAS PRIMAS Y MATERIALES SECUNDARIOS</b>	<b>(184,4)</b>	<b>(167,5)</b>	<b>(166,6)</b>
(12,0)	(63,0)	Peajes	4,1	(10,5)	(36,3)
(308,2)	(274,7)	Compras de Energía y Potencia	(39,6)	(32,9)	(72,4)
(61,3)	(16,5)	Consumo de gas	(23,9)	(3,6)	(7,5)
(592,5)	(306,1)	Consumo de Petróleo	(95,4)	(93,9)	(24,4)
(99,3)	(114,2)	Otros	(29,5)	(26,7)	(26,0)
<b>272,4</b>	<b>384,9</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>110,5</b>	<b>108,3</b>	<b>115,8</b>
(26,2)	(33,6)	Gastos de personal	(5,8)	(7,9)	(10,9)
(10,3)	(14,7)	Otros gastos varios de operación	(3,5)	(3,0)	(6,4)
(117,0)	(121,8)	Depreciación y amortización	(29,3)	(30,9)	(30,9)
<b>119,0</b>	<b>214,8</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>72,0</b>	<b>66,5</b>	<b>67,6</b>
<b>236,0</b>	<b>336,6</b>	<b>EBITDA</b>	<b>101,2</b>	<b>97,4</b>	<b>98,5</b>
25,9	14,1	Ingreso financiero procedente de inversiones	11,0	3,1	(0,6)
(60,4)	(51,8)	Costos financieros (de actividades no financieras)	(16,5)	(11,3)	(10,4)
18,4	(4,4)	Resultados por unidades de reajuste	58,7	(1,1)	1,0
(120,4)	81,5	Diferencias de cambio	(132,4)	(2,2)	37,7
2,2	1,0	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	0,6	1,7	(1,9)
188,6	6,0	Otros ingresos distintos de los de operación	88,6	5,0	(1,7)
(68,9)	(15,6)	Otros gastos distintos de los de operación	(0,4)	(5,4)	(8,1)
<b>(14,7)</b>	<b>30,9</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>9,7</b>	<b>(10,2)</b>	<b>15,9</b>
<b>104,3</b>	<b>245,6</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>81,6</b>	<b>56,3</b>	<b>83,5</b>
(37,2)	(6,5)	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(27,1)	(32,0)	0,8
<b>67,1</b>	<b>239,1</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>54,5</b>	<b>24,3</b>	<b>84,3</b>
67,1	239,1	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A CONTROLADOR Y A PARTICIP. MINORITARIAS	54,5	24,3	84,3
<b>63,8</b>	<b>234,4</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>54,6</b>	<b>24,0</b>	<b>82,9</b>
3,3	4,8	PARTICIPACION MINORITARIA	(0,0)	0,3	1,4

## Análisis Razonado de Los Estados Financieros Consolidados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

### 2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 4T09 ascendió a US\$ 98,5 millones, que se compara favorablemente con los US\$ 97,4 millones del 3T09 y desfavorablemente con los US\$ 101,2 del mismo trimestre del año anterior.

Respecto al trimestre anterior, las ventas de energía y potencia del 4T09 aumentaron levemente en US\$ 1,3 millones obedeciendo a mayores precios promedios de venta parcialmente compensados por menores ventas físicas. Los otros ingresos ordinarios aumentaron por mayores ingresos de peaje; y los consumos de materias primas y materiales secundarios bajaron levemente en US\$ 0,9 millones principalmente producto del efecto favorable de la mayor generación hidráulica y el reemplazo de generación térmica propia por compras de energía en el mercado spot a menor costo unitario, ambos parcialmente compensados por los mayores costos de peajes.

En términos acumulados a Dic09, el EBITDA ascendió a US\$ 336,6 millones, que se compara con los US\$ 236,0 millones acumulados el mismo periodo del año anterior. Aunque los ingresos ordinarios acumulados a Dic09 fueron menores en US\$ 186,4 millones con respecto a la misma fecha del año 2008, el menor consumo de materias primas y materiales secundarios en US\$ 298,8 millones compensaron ampliamente dicha disminución. De esta forma, el margen EBITDA (Cociente entre EBITDA e Ingresos Ordinarios) subió desde 18% el año 2008 a 29% el año 2009. Las menores ventas valoradas a Distribuidoras sin Contratos y las menores compras de petróleo diesel representan las principales variaciones año a año. La caída de ambos obedecen principalmente a un menor precio promedio del petróleo y una mayor capacidad base en el sistema, los que permitieron por un lado bajar los costos marginales y por otro lado disminuir el despacho de las centrales térmicas que operan con diesel.

#### 2.1.1 Ventas Físicas

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia acumuladas a Dic08 y Dic09, así como los trimestres 4T08, 3T09 y 4T09.

TABLA 2: VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN (GWH, SALVO POTENCIA EN MW)

Cifras Acumuladas		VENTAS	Cifras Trimestrales		
Dic08	Dic09		4T08	3T09	4T09
4.777	4.760	Clientes Regulados (GWh)	1.199	1.153	1.166
4.968	4.879	Clientes Libres (GWh)	1.277	1.227	1.204
1.812	1.715	Distribuidoras s/Contratos (GWh)	472	393	426
46	220	Ventas CDEC (GWh)	0	84	0
<b>11.603</b>	<b>11.573</b>	<b>Total Ventas (GWh)</b>	<b>2.948</b>	<b>2.857</b>	<b>2.796</b>
1.550	1.486	Potencia (MW)	1.550	1.523	1.486

Cifras Acumuladas		GENERACIÓN	Cifras Trimestrales		
Dic08	Dic09		4T08	3T09	4T09
6.822	6.579	Hidráulica (Gwh)	1.914	1.678	1.858
342	178	Térmica Gas (GWh)	209	24	111
3.442	2.802	Térmica Diesel (GWh)	686	827	154
<b>10.606</b>	<b>9.560</b>	<b>Total Generación Propia</b>	<b>2.809</b>	<b>2.528</b>	<b>2.122</b>
1.340	2.295	Compras CDEC	235	400	751

#### 2.1.2 Ingresos Ordinarios de la Operación

Los Ingresos Ordinarios del 4T09, aumentaron en un 2% respecto al trimestre anterior y disminuyeron un 4% respecto al mismo periodo del año anterior.

##### Ventas de Energía y Potencia

Ventas a Clientes Regulados: Las ventas valoradas del 4T09 disminuyeron un 4% con respecto al trimestre anterior, lo que se explica por la reducción del Precio de Nudo en la fijación de octubre 2009, levemente compensado por mayores ventas fi-

sicas. Respecto al mismo trimestre del año anterior, las ventas valoradas no variaron debido a que las menores ventas físicas del 4T09 fueron compensadas con mayores precios (los precios regulados medidos en dólares estuvieron afectados durante el 4T08 por la acelerada devaluación del CLP vs el USD).

Ventas a Clientes Libres: Las ventas valoradas del 4T09 son mayores en un 6% respecto de 3T09 producto de un aumento del precio promedio de venta en 8%, compensado por una disminución en las ventas físicas de 2% en comparación al 3T09. Los mayores precios del 4T09 son producto de la aplicación de las fórmulas de indexación de cada contrato.

En relación a igual trimestre del año anterior, las ventas valoradas a clientes libres disminuyeron en un 10%, principalmente por menores precios promedios de venta que resultan de la indexación en algunos casos al precio spot y al precio de nudo cuya evolución ha sido a la baja.

Ventas a Empresas Distribuidoras sin Contrato: Estas ventas corresponden a ventas que la Compañía tuvo que realizar a empresas distribuidoras que se encontraban sin contrato de suministro y cuyo precio de venta final es el costo marginal. En el 4T09 estas ventas alcanzaron a US\$ 46,6 millones, que se comparan con US\$ 37,9 millones del 3T09 y con US\$ 81,9 a igual trimestre del año anterior. La disminución en comparación al 4T08 se explica por los menores costos marginales a los cuales se efectúan estas ventas.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios destacan con un aporte positivo de US\$ 40,3 millones durante el 4T09 principalmente producto de la aplicación de las nuevas tarifas de sub-transmisión que incluyen ajustes retroactivos desde su fijación en enero 2009 y la aplicación del cargo único troncal incluyendo ajustes retroactivos desde su promulgación en 2004. Estos ingresos tienen una contrapartida en costos de peaje, que es el costo que Colbún paga a los propietarios de las líneas de transmisión. Cabe recordar que los otros ingresos ordinarios del 3T09 incluían un ingreso no-recurrente por US\$ 20 millones proveniente de la indemnización parcial del seguro que cubría el perjuicio por paralización originado por el incendio ocurrido en diciembre 2007 en la central Nehuenco I y los resultados del 4T08 incluían un ingreso no-recurrente por US\$ 9 millones producto de la reliquidación de las transferencias de gas realizadas con Metrogas. Esto último afecta negativamente la base de comparación para el 4T09.

## 2.2 ANÁLISIS DE LOS CONSUMOS DE MATERIAS PRIMAS Y MATERIALES SECUNDARIOS

Los consumos de materias primas y materiales secundarios del 4T09 fueron US\$ 0,9 millones menores a los de 3T09 y US\$ 17,8 millones menores al del mismo trimestre del año anterior.

La comparación del 4T09 en relación al 3T09 muestra que el consumo de materias primas y materiales de ambos trimestre fueron muy similares. Analizando en primer lugar la composición de los costos de combustibles y compras de energía, se aprecia que este subconjunto de ítems bajan en el 4T09 v/s el 3T09 principalmente producto de un menor volumen de venta física (menores en 61 GWh) y una mayor contribución de generación hidráulica en la estructura de costo (mayor en 180 GWh) lo cual permitió que la generación hidráulica representara un 78% de los compromisos contractuales el 4T09 v/s versus 70% el trimestre anterior. Estos efectos permitieron bajar una porción de la generación térmica con diesel durante el 4T09 (en total bajó 673 GWh) además del reemplazo parcial por compras de energía en el mercado spot (mayor en 351 GWh) y por mayor generación con gas (mayor en 87 GWh), estas dos últimas a un costo unitario menor que la generación térmica con diesel. En efecto, durante el 4T09, la mayor generación hidráulica en el sistema y la mayor generación con GNL en el sistema permitieron una disminución de los costos marginales desde un promedio de 89 US\$/MWh el 3T09 a 84 US\$/MWh el 4T09. El índice de precio del WTI en cambio, subió de un promedio de 68 US\$/bbl durante el 3T09 a 76 US\$/bbl el 4T09. Los efectos positivos recién mencionados fueron compensados por los mayores costos de peajes registrados en el 4T09 como consecuencia de la aplicación de las nuevas tarifas de transmisión troncal y de sub-transmisión. Tal como se mencionó anteriormente, estos últimos egresos constituyen la contrapartida de los mayores ingresos registrados en "otros ingresos ordinarios".

En cuanto a la comparación con respecto al mismo trimestre del año anterior, los menores consumos de materias primas y materiales secundarios se deben fundamentalmente a la menor generación con petróleo diesel que fue reemplazada por compras en el mercado spot cuyo precio promedio estuvo inferior al costo variable de las centrales térmicas de Colbún operando con diesel. Como referencia, los costos marginales promedio del sistema bajaron de 141 US\$/MWh a 84 US\$/MWh en los mismos periodos. El efecto favorable de este menor costo fue parcialmente compensado por los mayores costos de peajes. Cabe recordar que los costos de peaje del 4T08 registran un saldo positivo debido los "ingresos tarifarios" percibidos por Colbún en ese periodo. Estos últimos son un ingreso que el transmisor percibe al realizar el balance de inyección y retiros en el CDEC y que debe devolver a los generadores.

## Análisis Razonado de Los Estados Financieros Consolidados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

En términos acumulados, la Compañía tuvo menores consumos de materias primas y materiales secundarios en US\$ 298,8 durante el año 2009 en comparación al 2008, principalmente debido al menor precio del petróleo diesel que ha permitido reducir los costos unitarios de producción térmica de Colbún y que ha permitido, junto con la mayor incorporación de capacidad base en el sistema y la llegada del GNL, bajar el costo unitario promedio de las compras de energía en el mercado spot. Como referencia, durante el año 2009, el precio promedio del WTI alcanzó a 62 US\$/bbl versus 100 US\$/bbl durante el año 2008. Asimismo, los costos marginales promedio del sistema bajaron de 207 US\$/MWh a 104 US\$/MWh en los mismos periodos.

En la Tabla 2, se advierte el mix de generación y las compras de energía en el mercado spot.

Con el fin de protegerse de la volatilidad experimentada por el precio del petróleo y acotar el costo de dicho combustible, durante el año 2009 se mantuvo el programa de cobertura de precio de petróleo y se compraron opciones Call sobre WTI asumiendo el patrón de consumo de un año normal, ajustando los volúmenes cubiertos para aquellos meses en que la Compañía presentaba mayor exposición. El costo de estas primas se llevó como un mayor costo de combustible al vencimiento de las opciones. Debido al comportamiento del precio del petróleo durante el año las opciones expiraron casi todas sin valor.

Adicionalmente, los análisis de riesgo realizados por la Compañía para el año 2009, detectaron que existían diferentes contingencias que de darse en forma simultánea podían afectar significativamente los resultados de la Compañía. Dada la baja probabilidad del evento, pero su alto impacto, se diseñó e implementó un “Seguro Híbrido”, el cual permite proteger a la Compañía frente a un evento adverso como lo es que se dé simultáneamente una sequía y altos precios del petróleo diesel. El seguro no se utilizó durante el año y el costo de la prima se registró en el transcurso del año como mayor costo de combustible.

### 3. ANÁLISIS DEL RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN

Cabe señalar que para el análisis del resultado fuera de operación se debe considerar que las nuevas normas contables, así como la nueva moneda funcional han modificado ciertos conceptos. Algunos de estos efectos son la eliminación de la corrección monetaria, las diferencias de cambio que se calculan ahora en función de los stock de balance en pesos y los efectos en resultado de los derivados de cobertura de tasas de interés y de tipo de cambio que se registran en las cuentas de las partidas cubiertas (ingresos financieros, gastos financieros y diferencia de cambio) y no en las cuentas de ingresos y egresos fuera de explotación como se registraba anteriormente.

**Gastos Financieros:** Los gastos financieros acumulados a Dic09 fueron de US\$ 51,8 millones. Bajo IFRS, este rubro considera la tasa efectiva de la deuda financiera incluyendo la amortización de costos activados asociados a dicha deuda, los efectos de los derivados de cobertura de tasa de interés y restando los intereses activados por proyectos de inversión (US\$ 27,3 millones acumulados a Dic09, por intereses activados). Los gastos financieros del 4T09 fueron de US\$ 10,4 millones, menores en comparación al 3T09 principalmente por una mayor porción de los intereses activados asociados con el mayor nivel de inversión durante el 4T09 (US\$ 10,1 millones de intereses activados para el 4T09 versus US\$ 7,2 millones el trimestre anterior).

**Ingresos Financieros:** Los ingresos financieros acumulados a Dic09 alcanzan a US\$ 14,1 millones, consistente con las rentabilidades obtenibles en instrumentos tipo money-market y/o depósitos a plazo en los cuales se encuentran invertidas las inversiones financieras. El 4T09 registra ingresos financieros negativos de US\$ 0,6 millones, debido a un ajuste retroactivo de meses anteriores (por reclasificación desde diferencias de cambio) del efecto de los derivados de cobertura que se utilizan para construir sintéticamente inversiones financieras en dólares.

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

Los otros ingresos distintos de la operación acumulados a Dic09 de US\$ 6,0 millones consisten mayoritariamente en una indemnización proveniente de seguros y otros ingresos menores varios. El 4T09 registra un pérdida de US\$ 1,7 millones en el ítem “otros ingresos” principalmente producto de reclasificaciones contables.

Los otros egresos distintos de la operación acumulados a Dic09 de US\$ 15,6 millones comprenden principalmente los gastos legales asociados con juicios en curso, multas o castigos, efectos de mark-to-market de los derivados que no califican como cobertura por ineffectividad y otros gastos menores.

**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\$ 81,5 millones por diferencia de cambio acumulado a Dic09 es

el resultado de una apreciación en 20% del tipo de cambio CLP/USD y una inflación de -2,3% durante el año 2009 aplicada a un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en pesos y que tiene deudas indexadas a la Unidad de Fomento. Cabe 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.

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias: El impuesto a las ganancias registra un gasto acumulado a Dic09 de US\$ 6,5 millones. Este número se vio positivamente afectado por la variación que ha experimentado el tipo de cambio durante el año 2009 generando diferencias temporarias al comparar el activo fijo tributario convertido a dólares, al tipo de cambio de cierre, con el activo fijo financiero valorizado a la moneda funcional dólar. (Ver nota 24 EEFF para mayor detalle).

#### 4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2008, al 30 de septiembre de 2009 y al 31 de diciembre de 2009.

TABLA 3: PRINCIPALES PARTIDAS DEL BALANCE (US\$ MILLONES)

	Diciembre, <b>2008</b>	Septiembre, <b>2009</b>	Diciembre, <b>2009</b>
<b>Activo corriente en operación</b>	<b>1.034,6</b>	<b>968,4</b>	<b>950,8</b>
Inversiones financieras (*)	522,1	396,7	484,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	237,6	237,7	231,9
Ventas normales	90,6	90,5	85,1
Ventas distribuidores sin contrato (porción corriente)	108,8	104,9	106,0
Deudores varios	38,2	42,3	40,8
Cuentas por cobrar impuestos corrientes	196,4	242,2	203,0
Otros activos corrientes	78,5	91,8	31,2
<b>Activos no corrientes</b>	<b>4.042,6</b>	<b>4.348,2</b>	<b>4.489,3</b>
Propiedades, planta y equipo, neto	3.774,3	4.081,7	4.184,8
Otros activos no corrientes	268,3	266,5	304,6
Ventas distribuidores sin contrato (porción no corriente)	111,5	106,9	98,3
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>5.077,2</b>	<b>5.316,6</b>	<b>5.440,1</b>
Pasivos corrientes en operación	211,6	296,4	318,5
Pasivos no corrientes	1.650,3	1.649,9	1.676,7
Patrimonio neto	3.215,3	3.370,4	3.444,8
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>5.077,2</b>	<b>5.316,6</b>	<b>5.440,1</b>

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

Para el análisis del balance cabe destacar el saldo de las siguientes cuentas:

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 por US\$ 106,0 millones al cierre de Dic09. Los Activos No Corrientes incorporan la porción de largo plazo que registra US\$ 98,3 millones, por lo que el total de la cuenta por cobrar a distribuidoras sin contrato suma US\$ 204,3 millones al cierre del 4T09 versus US\$ 211,9 millones al cierre del 3T09. El saldo total medido en USD disminuyó en US\$ 7,6 millones durante el 4T09 producto de la recaudación (equivalente a US\$ 25 millones) compensada por la caída del tipo de cambio respecto a Sep09, lo que incrementa el saldo medido en dólares.

A partir de enero 2010, todas las empresas distribuidoras del SIC tienen contratos con generadores para asegurar su demanda regulada, por lo que el saldo (medido en pesos chilenos) de la cuenta por cobrar a distribuidoras sin contrato no se incrementará.

## Análisis Razonado de Los Estados Financieros Consolidados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

Estas cuentas por cobrar se seguirán recuperando a través de un recargo de hasta 20% calculado sobre el precio de nudo, que se cobra a todos los clientes regulados del SIC por el tiempo que sea necesario, hasta saldar las cuentas de los generadores.

**Cuentas por Cobrar Impuestos Corrientes:** Las cuentas por cobrar impuestos corrientes registran un saldo de US\$ 203,0 millones al cierre de Dic2009. Este saldo se ha generado por un incremento en el remanente de IVA crédito fiscal que se originó durante el periodo en que la Compañía tuvo que enfrentar bajos márgenes de operación producto de altos costos. Por otro lado, el IVA crédito asociado con la incorporación de activo fijo y el impuesto específico al combustible también contribuyen a este saldo. La disminución del saldo en US\$ 39,2 millones durante el último trimestre del año se debe principalmente a la devolución del IVA asociada a la compra de activo fijo de meses anteriores por US\$ 44,1 millones.

**Otros Activos Corrientes:** La reducción de US\$ 60,6 millones en el saldo de los otros activos corrientes en comparación al cierre de Sep09, es principalmente producto de la reclasificación de ciertos ítems a la cuentas de Activos No Corrientes.

**Activos No Corrientes:** Al cierre del 4T09, la variación del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, neto respecto al cierre del 3T09 asciende a US\$ 103,0 millones y se explica por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía.

Los otros activos no corrientes aumentaron en US\$ 38,1 millones durante el último trimestre del año producto de las reclasificaciones antes mencionadas, parcialmente compensadas por la reducción en US\$ 12,8 millones de los activos por impuestos diferidos asociados con la reducción de las pérdidas fiscales acumuladas (como consecuencia de las ganancias registradas durante el periodo).

**Pasivos Corrientes en Operación:** El aumento de US\$ 22,2 millones en el saldo de los pasivos corrientes en operación en comparación al cierre de Sep09, es principalmente producto del incremento de la provisión del dividendo mínimo legal (US\$ 24,6 millones) y el aumento de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar (US\$ 15,5 millones) parcialmente compensado por la amortización de la serie A de efectos de comercio (US\$ 19,0 millones) y la amortización del remanente de las operaciones de "Confirming" con el Banco Estado (US\$ 7,6 millones).

**Pasivos No Corrientes en Operación:** El aumento de US\$ 26,9 millones durante el 4T09 se debe principalmente al aumento de US\$ 58,7 millones de los préstamos denominados en pesos producto de la caída del tipo de cambio. Este efecto fue parcialmente compensado por una reducción de los pasivos de cobertura de US\$ 21,3 millones reflejando el cambio del mark-to-market de los derivados y compensado por la reducción de US\$ 14,6 millones de los pasivos por impuestos diferidos relativos a depreciaciones.

**Patrimonio:** La variación del patrimonio neto de US\$ 74,5 durante el último trimestre del año se explica principalmente por la ganancia del ejercicio, por los efectos de los derivados de cobertura que bajo IFRS se registran en el patrimonio, y por el aumento de provisión de dividendo mínimo obligatorio, calculado sobre la ganancia a la fecha.

## 5. INDICADORES

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ciertos índices financieros. Los indicadores financieros de balance son calculados a la fecha que se indica y los del estado de resultados consideran el resultado acumulado a la fecha indicada.

TABLA 4: ÍNDICES FINANCIEROS

Indicador	Diciembre, <b>2008</b>	Diciembre, <b>2009</b>
<b>Liquidez Corriente:</b>		
Activo corriente en operación / Pasivos corrientes en operación	4,89	2,98
<b>Razón Ácida:</b>		
(Activo corriente-Inventarios-Pagos anticipados) / Pasivos corrientes en operación	4,81	2,92
<b>Razón de Endeudamiento:</b>		
(Pasivos corrientes en operación + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,58	0,58
<b>Deuda Corto Plazo (%):</b>		
Pasivos corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	11,37%	15,96%
<b>Deuda Largo Plazo (%):</b>		
Pasivos no corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	88,63%	84,04%
<b>Cobertura Gastos Financieros:</b>		
(Ganancia [Pérd.] antes de impuestos + Gastos financieros) / Gastos financieros	2,73	5,74
<b>Rentabilidad Patrimonial (%):</b>		
Ganancia [Pérd.] después de imptos. actividades continuadas / Patrim. neto promedio	2,21%	7,18%
<b>Rentabilidad del Activo (%):</b>		
Ganancia [perdida ] controladora / Tot. Activo promedio	1,34%	4,45%
<b>Rendimientos Activos Operacionales (%):</b>		
Resultado de Operación / Prop., planta y equipo neto (Promedio)	3,20%	5,40%

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

## Análisis Razonado de Los Estados Financieros Consolidados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

### 6. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad y sus filiales acumulados a Dic09 y Dic08, así como los trimestres 4T08, 3T09 y 4T09, se pueden ver en la siguiente tabla:

TABLA 5: RESUMEN DEL FLUJO EFECTIVO (US\$ MILLONES)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Dic08	Dic09		4T08	3T09	4T09
76,9	515,2	Efectivo Equivalente Inicial	591,5	553,0	396,6
(14,0)	6,7	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	18,9	(2,9)	(11,0)
47,1	398,2	Flujo Efectivo de la Operación	80,3	135,0	138,6
557,0	(27,3)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(75,8)	(59,9)	(31,0)
(123,8)	(521,2)	Flujo Efectivo de Inversión	9,2	(221,7)	(63,5)
480,3	(150,3)	Flujo Neto del Periodo	13,6	(146,6)	44,1
(21,3)	112,8	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(102,2)	(6,9)	54,7
521,9	484,4	Efectivo Equivalente Final	521,9	396,6	484,4

Las actividades de la operación generaron un flujo positivo durante el 4T09 de US\$ 138,6 millones, el que se explica fundamentalmente por el EBITDA de US\$ 98,5 millones, desembolsos por gastos financieros de US\$ 17,6 millones y una recuperación de capital de trabajo debido a los siguientes 3 factores: una recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes sin contratos de aproximadamente US\$ 25 millones; una devolución de impuestos a la ganancias de US\$ 12,2 millones; y un aumento de las cuentas de acreedores comerciales en comparación al tercer trimestre del año. Este aumento se debe en parte al mayor plazo de pago que se obtiene al reemplazar compras de combustible para generación propia por las compras de energía en el mercado spot coordinado por el CDEC cuyo plazo de cobro es superior al de los proveedores de combustible.

La comparación para los 12 meses demuestra una menor generación de caja durante el año 2008 en comparación al año 2009, principalmente producto del menor nivel de EBITDA en 2008 y la inversión neta en capital de trabajo asociada con la acumulación de IVA crédito y el incremento de las cuentas por cobrar a clientes regulados sin contrato.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto negativo durante el 4T09 de US\$ 31,0 millones principalmente por la amortización del remanente de las operaciones de "Confirming" con el Banco Estado (US\$ 7,6 millones) y la amortización de la serie A de los efectos de comercio (US\$ 19,0 millones).

La comparación para los 12 meses destaca el plan financiero realizado durante el año 2008 que incluía, entre otros, un aumento de capital de aproximadamente US\$ 400 millones y la emisión de bonos en el mercado local equivalentes a US\$ 291 millones en comparación a menores actividades financieras realizadas durante el año 2009.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de US\$ 63,5 millones durante el 4T09 principalmente producto de incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$ 107,9, parcialmente compensado por la devolución de IVA de US\$ 44,1 millones asociados con compra de activos fijos de meses anteriores. La incorporación de activo fijo proviene principalmente de los proyectos en etapa de construcción. Los proyectos en curso son la central térmica a carbón Santa María I, la central hidráulica San Pedro y la mini-hidro San Clemente.

La comparación para los 12 meses acumulados a diciembre, destaca el importante avance que se logró en el plan de inversiones durante 2009 (incorporación de activo fijo por US\$ 536,5 millones durante 2009), el préstamo de US\$ 30 millones a HidroAysén y la recuperación del IVA crédito asociado con desembolsos de actividades de inversión.

## 7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.615 MW (aproximadamente un 25% del SIC), conformada por 1.347 MW en unidades térmicas y 1.268 MW en unidades hidráulicas.

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

### 7.1 Combinación de factores adversos – El sistema eléctrico en equilibrio

Como se ha venido explicando, el año 2007 y los primeros meses del año 2008 estuvieron afectados por una combinación de factores adversos como fueron la escasez de lluvias en el invierno del 2007 (por lo tanto un deshielo pobre en los primeros meses del 2008) y un elevado precio del petróleo diesel. Dada la estrechez de oferta competitiva del sistema, esto se tradujo en altos precios spot. En este entorno Colbún tuvo que satisfacer sus contratos comerciales generando con petróleo diesel o comprando en el mercado spot a costos sustancialmente mayores a los precios que vende la energía según sus contratos.

Esta situación de estrechez del sistema eléctrico se ha ido aminorando con la entrada en operación de nuevas centrales térmicas competitivas a carbón y la utilización de GNL en algunas centrales de ciclo combinado del SIC. La condición hidrológica durante el año 2009, en tanto, fue cercana a un año medio en las cuencas relevantes para Colbún. Adicionalmente se observó una reducción del precio internacional del diesel, ubicándose en promedio en torno a 62 US\$/bbl durante el año 2009, en comparación al promedio de 100 US\$/bbl durante 2008. Todos estos factores incidieron en que los costos marginales disminuyeron en el mercado spot desde 207 US\$/MWh en promedio el año 2008 a 104 US\$/MWh el año 2009 (base S/E Alto Jahuel 220 kV), lo que implicó una menor presión de costos para Colbún y por lo tanto mejores resultados.

### 7.2 Acciones de mitigación

Durante el año 2009, se ha seguido trabajando para retomar un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación competitiva. Las acciones principales han sido:

- » Negociaciones de los contratos de suministro vigentes con clientes estratégicos.
- » Adjudicación de nuevos contratos de largo plazo, con indexaciones consistentes con nuestra estructura de costos.
- » Compra de combustibles con coberturas en los mercados financieros.
- » Implementación de mecanismos de cobertura por variabilidad hidrológica.
- » Construcción de nueva capacidad base, como son las centrales hidráulicas y centrales a carbón.

### 7.3 Perspectiva de mediano plazo

Como se ha indicado, la Compañía presenta una situación más favorable en materia de Resultado de Operación durante el año 2009, en comparación al año 2008. Los resultados de los próximos meses dependerán principalmente de las condiciones hidrológicas, del precio de combustibles y de la disponibilidad de gas natural. En base a las precipitaciones acumuladas durante el año 2009 en las principales cuencas relevantes para Colbún, que se acercan a las de un año medio, se puede pronosticar un deshielo cercano o algo inferior al de un año medio.

Cabe señalar que a partir de enero 2010, el nivel de contratos baja de aproximadamente 10.000 GWh anuales a aproximadamente 8.800 GWh anuales y entran en aplicación las nuevas tarifas de los contratos con las distribuidoras a precios que reflejan de mejor manera la estructura actual y futura de costos del sistema. La reducción del nivel de compromisos y la aplicación de nuevas fórmulas de indexación con clientes regulados y clientes libres que reflejan los costos de Colbún bajarán considerablemente la exposición a la volatilidad de los precios de combustibles y las condiciones hidrológicas.

### 7.4 Plan de Crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene como estrategia aumentar su capacidad instalada manteniendo su vocación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva. Respecto a este complemento

## Análisis Razonado de Los Estados Financieros Consolidados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

térmico eficiente, actualmente la generación térmica a carbón aparece como la solución más competitiva dado los precios relativos de los combustibles y los costos de inversión de las diferentes opciones tecnológicas.

En concordancia con la estrategia ya mencionada, Colbún ha desarrollado una serie de proyectos hidráulicos. Durante el año 2007 y principios del 2008 entraron en operación las centrales Quilleco, Chiburgo y Hornitos, que totalizan 145 MW. Adicionalmente, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

**Proyecto mini-hidro San Clemente:** La central hidroeléctrica San Clemente es un proyecto de 5,4 MW que se está desarrollando en el contexto de la Ley que promueve el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Se encuentra en la comuna del mismo nombre a unos 35 km al oriente de la ciudad de Talca, en la Región del Maule. Actualmente, se encuentra montada la turbina y el resto de los equipos está disponible en terreno para su pronta instalación. La entrada en operación de la central está prevista para el año 2010.

**Proyecto San Pedro:** Central de 150 MW ubicada en el río del mismo nombre en la Región de los Ríos, que podría entrar en operación el año 2012. Desde octubre de 2008 cuenta con la aprobación ambiental por parte de la Corema de la Región de los Ríos. Ya se concluyó la construcción de los caminos de acceso y se sigue trabajando en las obras del túnel de desvío y en los trabajos preliminares en el sector de casa de máquinas.

**Proyecto Angostura:** Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW ubicado en el río del mismo nombre, obtuvo la aprobación ambiental de la COREMA de la región del Bío-bío el 14 de septiembre 2009. Colbún se encuentra tramitando otros permisos sectoriales y en proceso de adjudicación de los principales contratos de obras y equipamiento. Se espera iniciar la construcción de dicho proyecto en los próximos meses.

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

Además, la Compañía tiene una participación de un 49% de Hidroaysén, sociedad que espera desarrollar proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén, que totalizarían una capacidad instalada de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías. El Proyecto HidroAysén se encuentra en proceso de tramitación ambiental.

**Proyectos térmicos:** En relación a la generación térmica competitiva, complemento esencial a la generación hidroeléctrica, Colbún está desarrollando el proyecto Santa María, en la ciudad de Coronel. El proyecto consiste en la construcción de dos unidades termoeléctricas a carbón, con una capacidad de aproximadamente 342 MW de potencia nominal neta cada una. La primera unidad se encuentra en construcción y su entrada en operación está planificada para el primer trimestre del año 2011. Es importante destacar que las tecnologías con que han sido proyectadas estas centrales termoeléctricas a carbón, cumplen con los más altos estándares medio ambientales y normas de países desarrollados, y utilizan para ello las más modernas tecnologías. Colbún cuenta con el permiso ambiental para la construcción de una segunda unidad similar a la primera. El desarrollo de esta unidad dependerá de la evolución del precio de los equipos, en relación a otras alternativas tecnológicas, del crecimiento de la demanda y del grado de acceso a GNL, entre otros.

### 7.5 Política Comercial

Colbún ha seguido una estrategia de contratación de largo plazo para obtener estabilidad en sus flujos, basada en su generación hídrica de años medios-secos y su generación térmica eficiente. Si bien este equilibrio se vio alterado producto de la desaparición del gas natural proveniente de Argentina, la Compañía ha ajustado su cartera de clientes y su capacidad de generación de manera que a partir del 2010 se comience a restituir un nivel de equilibrio razonable. Sin perjuicio de lo anterior, el importante componente hidroeléctrico de nuestra matriz de generación, implica que se mantendrá un cierto nivel de volatilidad.

### 7.6 Licitaciones de Suministro

La Compañía participó en el proceso de licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras de electricidad llevado a cabo entre el 2006 y el 2009., licitaciones en las cuales se adjudicó parte de los bloques base licitados por las distribuidoras Saesa y varias Cooperativas, CGE Distribución y Chilectra S.A., sumando aproximadamente 6.200 GWh anuales cuando entren en régimen todos los contratos. Adicionalmente la Compañía se adjudicó un bloque variable de Saesa y otras cooperativas que puede alcanzar a 582 GWh anuales. Los suministros comienzan los años 2010 y 2011 y tienen duraciones de 10 a 15 años. Las condiciones de precio e indexación y los volúmenes ofrecidos por Colbún, se basaron en su capacidad

de generación hidroeléctrica en años medios-secos y su capacidad de generación térmica eficiente, y en la estructura de costos de tales fuentes de generación.

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

Durante el mes de enero 2010 Colbún firmó contratos de suministro de energía y potencia con CODELCO que considera un suministro eléctrico por una potencia contratada creciente en el tiempo hasta 510 MW a partir del año 2015 (o en una fecha anterior de verificarse ciertas condiciones) y su energía asociada de aproximadamente 4.000 GWh, sobre la base de dos contratos de suministro, uno por un plazo de 15 años y el otro por un plazo de 30 años. Los montos de facturación asociados a estos contratos dependerán de factores tales como el precio del carbón y del petróleo diesel, los costos marginales, la hidrología del período e índices de inflación internacionales.

### 7.7 Riesgos Regulatorios

La estabilidad regulatoria para un sector como el de generación de electricidad donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo y ejecución, resulta fundamental. Ella ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno y en general los cambios regulatorios de los últimos años la han fortalecido. Una prueba de ello es la fuerte reactivación en los últimos años de proyectos de inversión en nueva capacidad de generación con distintas tecnologías y por parte de distintos actores.

No se pueden dejar de mencionar iniciativas legislativas que, dependiendo de cómo se materialicen, ya sea a través de reglamentos pendientes o del trámite legislativo de algún proyecto de ley, podrían introducir algunas incertidumbres al sector:

- » Uso de Embalses para fines distintos para los que fueron diseñados como el Control de Crecidas: Se aprobó la denominada “Ley de Embalses”, la que tiene por objeto utilizar los embalses que hoy se usan en generación eléctrica y riego, además para el control de crecidas. El “Reglamento” de esta Ley fue publicado en el Diario Oficial de fecha 6 de Febrero de 2010 y se están estudiando sus efectos prácticos para la Compañía, pues dependiendo de su aplicación por la autoridades correspondientes podría afectar la disponibilidad de agua para su uso en generación hidroeléctrica.
- » Transferencias de Potencia de Punta: Otro caso es el DS N° 62 publicado en el Diario Oficial del 16 de junio de 2006 que establece una nueva normativa para las transferencias de potencia de punta. La aplicación de dicho reglamento depende de la implementación de las prestaciones y transferencias de los servicios complementarios, que es materia de otro reglamento que se encuentra pendiente, por lo cual, según lo dispuesto en el artículo 20 transitorio del DFL N° 4/20.018, Ley Eléctrica, su aplicación se encuentra diferida.
- » Bosques Nativos: El 30 de Julio del 2008 entró en vigencia la Ley N° 20.283 sobre Recuperación de Bosque Nativo y Fomento Forestal, cuyo Reglamento se publicó el 5 de Octubre de 2009. La ley establece una serie de requisitos para la intervención de “especies que estén clasificados en alguna categoría de conservación y que formen parte de un bosque”, permitiendo en todo caso su intervención cuando las obras o actividades sean clasificadas de interés nacional por la propia CONAF, mediante “resolución fundada”. Dependiendo de la aplicación práctica de esta normativa se podría introducir una nueva secuencia de tramitaciones que implique atrasos en el desarrollo de proyectos de generación.
- » Ministerio de Energía: El 1° de Febrero de 2010 entró en vigencia la nueva Ley que crea el Ministerio de Energía, con lo cual se establece una nueva institucionalidad en materia energética: se crea el Ministerio de Energía y se reúnen bajo su potestad varias materias y temas todos relacionados a la energía que estaban disgregados en varios ministerios y entidades como la Comisión Nacional de Energía que queda como un ente eminentemente técnico. Con esta nueva conformación se establece una nueva regulación institucional que facilita la gestión en materia energía por parte del Estado Chileno.
- » Reformas a la Ley de Medio Ambiente: También se han aprobado finalmente modificaciones relevantes a la Ley de Bases del Medio Ambiente, publicadas el 26 de Enero de 2010, estableciéndose en la práctica nuevas instituciones, procedimientos, funciones y facultades para autoridades ambientales en relación a la aprobación y el seguimiento ambiental de proyectos. Como consecuencia de estas modificaciones la Compañía deberá adaptar su funcionamiento al cumplimiento de nuevas normas y exigencias, poniendo especial cuidado en el cumplimiento estricto de las exigencias.

### 7.8 Riesgos Financieros

Riesgo de tipo de cambio: El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, por las inversiones en plantas de generación de energía ya existen-

## Análisis Razonado de Los Estados Financieros Consolidados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

tes o nuevas plantas en construcción, y por la deuda contratada en moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía. Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards.

En términos de calce de monedas el balance actual de la Compañía presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" en pesos se traduce en una sensibilidad en el resultado por diferencia de cambio de aprox. US\$ 4 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

**Riesgo de tasa de interés:** Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la Compañía. Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a la política de riesgo de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y collars.

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

TASA DE INTERÉS			
	Diciembre 31, <b>2009</b>	Diciembre 31, <b>2008</b>	Enero 1, <b>2008</b>
	%	%	%
Fija	100	93	91
Variable	0	7	9
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Del cuadro anterior se desprende que Colbún tiene exposición nula al riesgo de tasa de interés, dada su política de fijación de tasas de interés de largo plazo.

**Riesgo de crédito:** La empresa se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. Sumado a esto gran parte de los cobros que realiza Colbún son a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia. Con respecto a las colocaciones en tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo que minimicen el riesgo de crédito de la empresa. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la sociedad y revisados periódicamente.

Al 31 de diciembre de 2009, la totalidad de los bancos donde se encuentran invertidos nuestros excedentes de caja y contrapartes de derivados locales corresponden a bancos con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-. Respecto a las contrapartes internacionales, la Compañía mantiene inversiones y su contraparte en derivados de bancos internacionales con clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión y un 90% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A+ o superior.

**Riesgo de liquidez:** Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc. Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un periodo.

Al 31 de diciembre de 2009 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$484 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 45 días. Asimismo, la Compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 6 millones, dos línea de bonos en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, una línea de efectos de comercio en el mercado local por UF 2,5 millones (UF 0,5 millones utilizados) y líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.







PERIODO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE 2009

---

# Estados Financieros Resumidos de Filiales

---

## Balance General Resumido

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2008 (en miles de dólares)

	Guardia Vieja S.A. Y Filiales		Empresa Eléctrica Industrial S.A.	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	115.623	62.777	513	164
TOTAL PROPIEDAD, PLANTAS Y EQUIPOS	282.145	293.000	10.617	10.373
TOTAL OTROS ACTIVOS	3.061	2.866	475	440
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>400.829</b>	<b>358.643</b>	<b>11.605</b>	<b>10.977</b>

### PASIVOS

	Guardia Vieja S.A. Y Filiales		Empresa Eléctrica Industrial S.A.	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	17.213	33.445	4.119	3.350
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	43.487	52.065	591	802
INTERESES MINORITARIO	18.643	17.385	0	0
TOTAL PATRIMONIO	321.486	255.748	6.895	6.825
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>400.829</b>	<b>358.643</b>	<b>11.605</b>	<b>10.977</b>

Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.		Termoeléctrica Nehuenco S.A.		Termoeléctrica Antilhue		Colbun International Limited	
<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
2	57	520	235	139	1	553	557
0	0	0	0	57.865	60.233	0	0
678	486	1.678	956	906	212	0	0
<b>680</b>	<b>543</b>	<b>2.198</b>	<b>1.191</b>	<b>58.910</b>	<b>60.446</b>	<b>553</b>	<b>557</b>

Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.		Termoeléctrica Nehuenco S.A.		Termoeléctrica Antilhue		Colbun International Limited	
<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
146	1	7.726	4.833	29.992	29.971	0	2
0	0	828	556	5.092	5.836	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
534	542	(6.356)	(4.198)	23.826	24.639	553	555
<b>680</b>	<b>543</b>	<b>2.198</b>	<b>1.191</b>	<b>58.910</b>	<b>60.446</b>	<b>553</b>	<b>557</b>

## Estado de Resultados Integrales

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2008 (en miles de dólares)

	Guardia Vieja S.A. y Filiales		Empresa Eléctrica Industrial S.A.	
	Enero 1, Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Enero 1, Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$	Enero 1, Diciembre 31, <b>2009</b> MUS\$	Enero 1, Diciembre 31, <b>2008</b> MUS\$
Ingresos Ordinarios	136.693	140.884	1.942	1.883
Consumo de Materias Primas y Materiales Secundarios	(45.680)	(57.689)	(918)	(1.061)
Gastos de Personal	(3.980)	(3.584)	(878)	(678)
Depreciacion y amortización	(11.414)	(10.258)	(414)	(203)
Otros Gastos Varios de Operación	(1.482)	(998)	(13)	(9)
Costos Financieros (de Actividades No Financieras)	(3)	(1)	(2)	(2)
Ingreso (Pérdida) Procedente de Inversiones	594	865	0	0
Otros ingresos distintos de la operación	894	586	0	(2)
Otros Gastos distintos de los de Operación	(1.718)	(5.726)	(39)	(2)
Diferencia de cambio	5.771	(20.031)	86	917
Resultado por Unidades de Reajuste	(226 )	(8.979 )	0	0
<b>GANANCIA (PERDIDA) ANTES DE IMPUESTO</b>	<b>79.449</b>	<b>35.069</b>	<b>(236)</b>	<b>843</b>
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	8.955	10.806	(306)	(476)
<b>GANANCIA (PERDIDA) DE ACT. DESPUES DE IMPTO.</b>	<b>70.494</b>	<b>24.263</b>	<b>70</b>	<b>1.319</b>
<b>GANANCIA (PERDIDA)</b>	<b>70.494</b>	<b>24.263</b>	<b>70</b>	<b>1.319</b>

Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.		Termoeléctrica Nehuenco S.A.		Termoeléctrica Antilhue		Colbún International Limited	
Enero 1, Diciembre 31, <b>2009</b>	Enero 1, Diciembre 31, <b>2008</b>	Enero 1, Diciembre 31, <b>2009</b>	Enero 1, Diciembre 31, <b>2008</b>	Enero 1, Diciembre 31, <b>2009</b>	Enero 1, Diciembre 31, <b>2008</b>	Enero 1, Diciembre 31, <b>2009</b>	Enero 1, Diciembre 31, <b>2008</b>
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
0	0	1.130	837	0	0	0	0
0	0	(442)	(589)	(1)	(7)	0	0
0	0	(3.400)	(3.469)	0	0	0	0
0	0	0	0	(2.369)	(1.802)	0	0
(6)	(3)	(5)	(2)	(12)	(8)	(1)	(7)
0	0	0	0	0	0	(1)	(1)
0	0	0	0	0	0	0	13
0	0	0	21	0	3	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
(4)	(63)	(133)	2.130	30	8.766	0	0
0	0	(3)	0	0	0	0	0
<b>(10)</b>	<b>(66)</b>	<b>(2.853)</b>	<b>(1.072)</b>	<b>(2.352)</b>	<b>6.952</b>	<b>(2)</b>	<b>5</b>
(2)	3	(695)	357	(1.539)	1.891	0	0
(8)	(69)	(2.158)	(1.429)	(813)	5.061	(2)	5
<b>(8)</b>	<b>(69)</b>	<b>(2.158)</b>	<b>(1.429)</b>	<b>(813)</b>	<b>5.061</b>	<b>(2)</b>	<b>5</b>

## Estado de Flujo Método Directo

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2008 (en miles de dólares)

	Guardia Vieja S.A. y Filiales		Empresa Eléctrica Industrial S.A.	
	2009 MUS\$	2008 MUS\$	2009 MUS\$	2008 MUS\$
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN</b>	<b>100.617</b>	<b>54.432</b>	<b>(1.826)</b>	<b>(63)</b>
Recaudación de deudores por ventas/ deudores varios	136.007	113.386	119	1.438
Ingresos financieros percibidos	0	0	0	0
Otros ingresos percibidos	6.526	85	0	0
Pago a proveedores y personal (menos)	(14.336)	(32.718)	(1.199)	(1.320)
Remuneración pagada	(3.248)	(2.843)	(749)	0
Impuesto a la renta pagado (menos)	(1.938)	(18.619)	0	0
Otros ingresos (gastos) pagados	945	863	22	(2)
I.V.A. y otros similares pagados (menos)	(23.339)	(5.722)	(19)	(179)
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>	<b>(84.469)</b>	<b>(55.948)</b>	<b>2.345</b>	<b>78</b>
Obtención de otros préstamos de empresas relacionadas	(80.583)	54.556	2.345	1.407
Pago de dividendos (menos)	(3.886)	(32.708)	0	0
Pago de otros préstamos de empresas relacionadas (menos)	0	(74.141)	0	(1.329)
Otros desembolsos por financiamiento (menos)	0	(3.655)	0	0
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>(1.732)</b>	<b>(4.251)</b>	<b>(511)</b>	<b>(15)</b>
Ventas de otras inversiones	15	0	2	0
Incorporación de activos fijos (menos)	(1.747)	(4.251)	(513)	(15)
<b>FLUJO NETO TOTAL DEL PERIODO</b>	<b>14.416</b>	<b>(5.767)</b>	<b>8</b>	<b>0</b>
EFFECTO DE LAS VARIACIONES EN LAS TASAS DE CAMBIO SOBRE EL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	4.410	(5.509)	3	(1)
VARIACIÓN NETA DEL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	18.826	(11.276)	11	(1)
SALDO INICIAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	11.966	23.242	1	2
<b>SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>30.792</b>	<b>11.966</b>	<b>12</b>	<b>1</b>

Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.		Termoeléctrica Nehuenco S.A.		Termoeléctrica Antilhue		Colbún International Limited	
<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
(193)	(3)	(3.758)	(2.764)	0	0	(9)	129
0	0	0	875	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	(1)	136
0	0	0	0	0	0	0	0
(5)	(3)	(656)	(3.502)	0	0	(8)	(7)
0	0	(2.958)	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
(188)	0	0	0	0	0	0	0
0	0	(144)	(137)	0	0	0	0
192	3	3.758	2.764	0	0	0	0
192	3	3.758	3.639	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	(875)	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
(1)	0	0	0	0	0	(9)	129
0	0	0	0	0	0	(1)	(123)
(1)	0	0	0	0	0	(10)	6
1	1	0	0	0	0	557	551
0	1	0	0	0	0	547	557

## Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2008 (en miles de dólares)

### COLBUN INTERNACIONAL LIMITED

	Cambios en capital acciones ordinarias capital en acciones MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Cambios en resultados retenidos MUS\$	Cambios en patrimonio neto atribuible a la Sociedad dominante MUS\$	Total en patrimonio neto MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2009	150	-	405	555	555
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	(2)	(2)	(2)
Saldo final al 31/12/2009	150	-	403	553	553
Saldo inicial al 01/01/2008	150	-	400	550	550
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	5	5	5
<b>Saldo al 31/12/2008</b>	<b>150</b>	<b>-</b>	<b>405</b>	<b>555</b>	<b>555</b>

### EMPRESA ELECTRICA INDUSTRIAL S.A.

	Cambios en capital acciones ordinarias capital en acciones MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Cambios en resultados retenidos MUS\$	Cambios en patrimonio neto atribuible a la Sociedad dominante MUS\$	Total en patrimonio neto MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2009	3.680	5.424	(2.279)	6.825	6.825
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	70	70	70
Saldo final al 31/12/2009	3.680	5.424	(2.209)	6.895	6.895
Saldo inicial al 01/01/2008	3.680	5.424	(3.598)	5.506	5.506
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	1.319	1.319	1.319
<b>Saldo al 31/12/2008</b>	<b>3.680</b>	<b>5.424</b>	<b>(2.279)</b>	<b>6.825</b>	<b>6.825</b>

HIDROELECTRICA GUARDIA VIEJA S.A. Y FILIALES

	Cambios en capital acciones ordinarias capital en acciones MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Cambios en resultados retenidos MUS\$	Cambios en patrimonio neto atribuible a la Sociedad dominante MUS\$	Cambios en participaciones minoritarias MUS\$	Total en patrimonio neto MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2009	5.719	97.526	152.503	255.748	17.385	273.133
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	65.738	65.738	1.258	66.996
Saldo final al 31/12/2009	5.719	97.526	218.241	321.486	18.643	340.129
Saldo inicial al 01/01/2008	5.719	97.526	131.532	234.777	12.906	247.683
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	20.971	20.971	4.479	25.450
<b>Saldo al 31/12/2008</b>	<b>5.719</b>	<b>97.526</b>	<b>152.503</b>	<b>255.748</b>	<b>17.385</b>	<b>273.133</b>

SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA.

	Cambios en capital acciones ordinarias capital en acciones MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Cambios en resultados retenidos MUS\$	Cambios en patrimonio neto atribuible a la Sociedad dominante MUS\$	Total en patrimonio neto MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2009	1.114	1.619	(2.191)	542	542
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	(8)	(8)	(8)
Saldo final al 31/12/2009	1.114	1.619	(2.199)	534	534
Saldo inicial al 01/01/2008	1.114	1.619	(2.123)	611	611
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	(69)	(69)	(69)
<b>Saldo al 31/12/2008</b>	<b>1.114</b>	<b>1.619</b>	<b>(2.191)</b>	<b>542</b>	<b>542</b>

## Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2008 (en miles de dólares)

### TERMoeLECTRICA ANTILHUE S.A.

	Cambios en capital acciones ordinarias capital en acciones MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Cambios en resultados retenidos MUS\$	Cambios en patrimonio neto atribuible a la Sociedad dominante MUS\$	Total en patrimonio neto MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2009	3.332	16.742	4.565	24.639	24.639
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	(813)	(813)	(813)
Saldo final al 31/12/2009	3.332	16.742	3.752	23.826	23.826
Saldo inicial al 01/01/2008	3.332	16.742	(496)	19.578	19.578
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	5.061	5.061	5.061
<b>Saldo al 31/12/2008</b>	<b>3.332</b>	<b>16.742</b>	<b>4.565</b>	<b>24.639</b>	<b>24.639</b>

### TERMoeLECTRICA NEHUENCO S.A.

	Cambios en capital acciones ordinarias capital en acciones MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Cambios en resultados retenidos MUS\$	Cambios en patrimonio neto atribuible a la Sociedad dominante MUS\$	Total en patrimonio neto MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2009	212	(549)	(3.861)	(4.198)	(4.198)
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	(2.158)	(2.158)	(2.158)
Saldo final al 31/12/2009	212	(549)	(6.019)	(6.356)	(6.356)
Saldo inicial al 01/01/2008	212	(549)	(2.432)	(2.769)	(2.769)
Resultado de ingresos y gastos integrales	-	-	(1.429)	(1.429)	(1.429)
<b>Saldo al 31/12/2008</b>	<b>212</b>	<b>(549)</b>	<b>(3.861)</b>	<b>(4.198)</b>	<b>(4.198)</b>









[www.colbun.cl](http://www.colbun.cl) - Teléfono: (56 2) 460 4000