



MEMORIA ANUAL 2011



**25 AÑOS**

ENTREGANDO ENERGÍA PARA CHILE





MEMORIA ANUAL **2011**

Central Hidroeléctrica Machicura



# ÍNDICE

	<b>COLBÚN 2011</b>	<b>6</b>
	Mensaje del Presidente	13
	Resumen Financiero del Ejercicio 2011	16
	Directorio y Administración	20
	Reseña Histórica	24
	<b>DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DEL NEGOCIO</b>	<b>26</b>
	Marco Regulatorio del Sector	28
	Desarrollo del Mercado Eléctrico en 2011	35
	Estrategia Corporativa de Colbún	38
	Desarrollo del Negocio en 2011	43
	<b>PROYECTOS DE INVERSIÓN</b>	<b>52</b>
	Proyectos en ejecución	57
	Proyectos en desarrollo	62
	Proyectos en desarrollo junto a otras empresas	62
	<b>SOSTENIBILIDAD</b>	<b>64</b>
	Estrategia de Sostenibilidad	66
	Inversionistas	69
	Trabajadores	71
	Medio Ambiente	78
	Comunidad y Sociedad	82
	Contratistas	91
	Clientes y Proveedores	92
	<b>INFORMACIÓN DE CARÁCTER GENERAL</b>	<b>94</b>
	Documentos e información constitutiva	96
	Información de Carácter Financiero	110
	Factores de Riesgo	114
	Resumen de Hechos Relevantes Comunicados a la SVS	120
	Declaración de Responsabilidad	121
	<b>ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS</b>	<b>122</b>



# COLBÚN 2011

- ✦ Mensaje del Presidente
- ✦ Resumen Financiero del Ejercicio 2011
- ✦ Directorio y Administración
- ✦ Reseña Histórica



Compuertas Vertedero  
Embalse Colbún

## Inicio de contrato licitado con Chilectra

**ENERO:** A partir de este mes comenzamos a abastecer los consumos regulados de la distribuidora Chilectra, producto de la entrada en vigencia del contrato licitado en 2007, que significará un compromiso de aproximadamente 2.500 GWh/año.



## Decreto preventivo de racionamiento eléctrico

**FEBRERO:** El 17 de febrero, el Ministerio de Energía publicó un decreto preventivo de racionamiento eléctrico, con el fin de tomar medidas de forma anticipada para evitar situaciones de estrechez energética y cortes de suministro durante el año 2011, producto de la hidrología seca del año 2010 y previendo que esta situación se repita durante el 2011. El Decreto en sus aspectos más relevantes exige la formación y mantención de una reserva hídrica equivalente a 500 GWh en los embalses del sistema, permite aplicar una reducción de voltaje a nivel distribución y establece los mecanismos para manejar posibles déficit de energía. En agosto el decreto fue extendido hasta el 30 de abril de 2012.



## Lanzamiento programa “Energía para Emprendedores”

**MARZO:** En el ámbito social del proyecto Angostura, se dio inicio oficial al programa de fomento productivo “Energía para Emprendedores” en las comunas de Santa Bárbara y Quilaco. Este programa tiene por objetivo detectar, capacitar y guiar emprendedores de la zona para que puedan desarrollar o potenciar sus ideas de negocio.





**Generadoras de Chile A.G.**  
energía que nos mueve

## Se crea la Asociación Gremial de Generadoras de Chile

**ABRIL:** Colbún S.A., Endesa Chile, AES Gener, SN Power Chile, Pacífico Hydro Chile y GDF Suez integran la entidad gremial que busca promover el desarrollo de la generación de energía en el país, basado en los principios de sostenibilidad, confiabilidad (seguridad, suficiencia y calidad) y competitividad.



## Aprobaciones ambientales de proyectos hidroeléctricos

**ABRIL:** Colbún recibe la aprobación de las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) de las mini centrales hidroeléctricas Duao, Pando y ODT, que en conjunto tendrán una capacidad instalada de 2,8 MW en la región del Maule. A su vez, en noviembre recibimos la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto hidroeléctrico La Mina de 30 MW, emplazado en la misma región.



## Iniciativa “Planta para ti, planta para Coronel”

**ABRIL:** En la ciudad de Coronel, donde se desarrolla el proyecto Santa María, se dio inicio al programa “Planta para ti, planta para Coronel”. Esta arborización comunitaria, desarrollada por la Fundación Mi Parque en conjunto con el Municipio y Colbún, movilizó a más de 300 personas, quienes durante los meses de abril y julio plantaron un total de 2011 árboles de distintas especies nativas, como notros y ciruelos de flor.

## Certificación MDL de central San Clemente

**SEPTIEMBRE:** La central San Clemente de 5,5 MW, fue certificada bajo los estándares medioambientales establecidos por el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto. Este instrumento medioambiental gestionado por las Naciones Unidas, certifica el compromiso de las empresas por desarrollar iniciativas de reducción de gases de efecto invernadero (GEI), permitiéndoles emitir bonos de carbono que podrán ser transados con otras empresas en países industrializados con compromisos de reducción de emisiones. Esta es la cuarta central de Colbún en ser certificada bajo este mecanismo.



## Primera sincronización central Santa María

**SEPTIEMBRE:** El 17 de Septiembre, la central Santa María realizó su primera sincronización al Sistema Interconectado Central (SIC). Este hito implicó la generación del primer MWh de electricidad que fue conectada a la red.



## Huella del agua

**OCTUBRE:** La vocación hidroeléctrica de Colbún nos ha llevado a desarrollar distintas iniciativas y proyectos que fomentan la eficiencia y el mejor aprovechamiento de este recurso. Uno de los hitos alcanzado en ésta línea fue el haber desarrollado la medición de la Huella del Agua asociada a todas las operaciones de la Compañía, transformándonos en la primera empresa en Chile en reportarla directamente al Water Disclosure Project. Además de ello, Colbún se comprometió a continuar midiendo y reportando en los siguientes años.





## Inauguración Casa de la Energía en central Colbún

**DICIEMBRE:** Inauguramos la Casa de la Energía, centro donde la comunidad del Maule puede visitar y conocer de manera entretenida y didáctica la historia y el proceso de generación eléctrica en nuestro país. Ubicada al costado de las oficinas de la central Colbún, esta iniciativa se enmarca en nuestro interés por abrir nuestras puertas a la comunidad vecina.



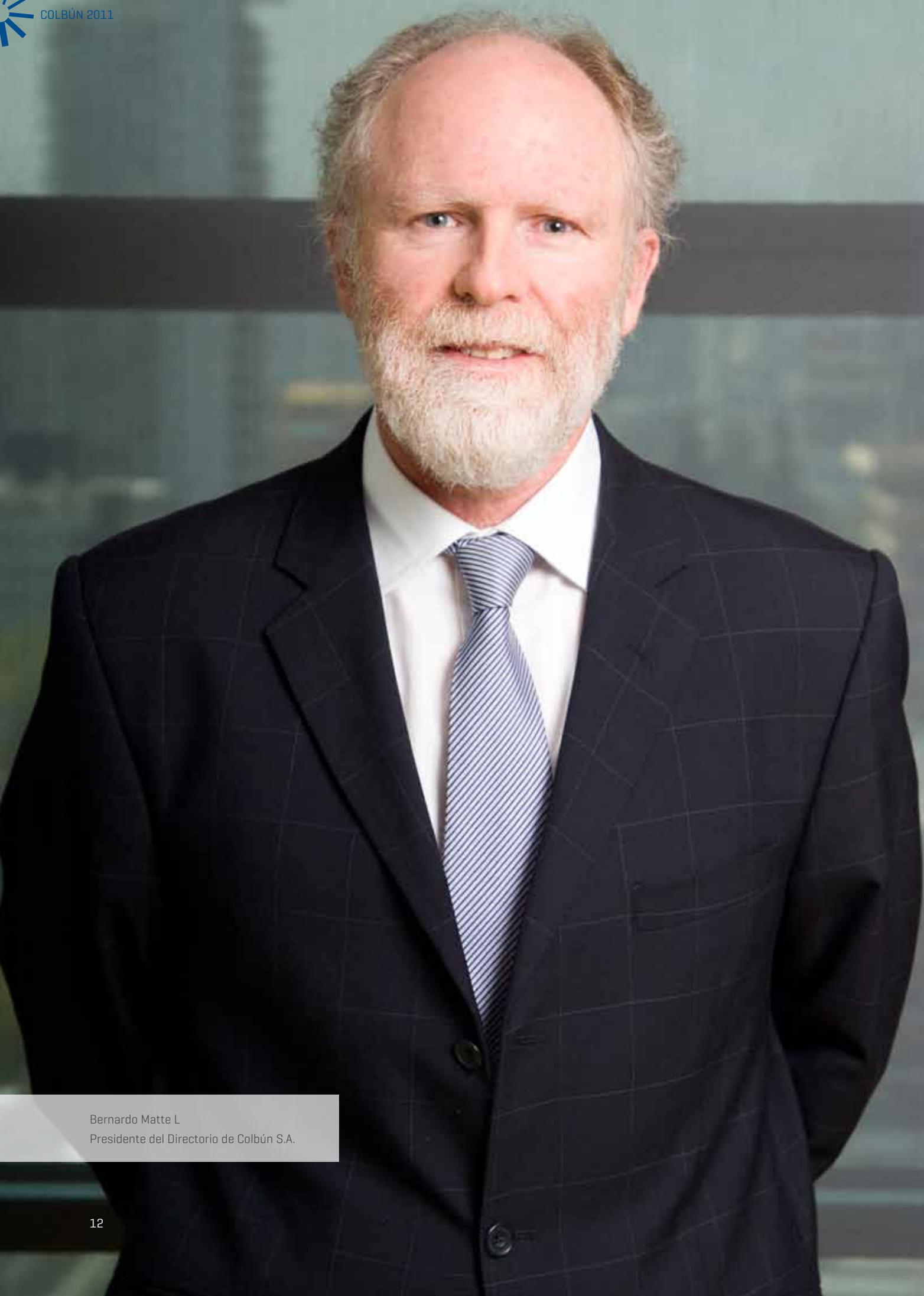
## Verificación de huella de carbono por Ernst & Young

**DICIEMBRE:** Colbún realizó la verificación limitada independiente por parte de Ernst & Young de su Inventario de Gases de Efecto Invernadero para el año 2010, confirmándose la razonabilidad y consistencia de los cálculos desarrollados. Este gran logro ambiental se suma al primer lugar que obtuvo Colbún en el ranking "Mejor Huella de Carbono" llevado a cabo por la Cámara Chileno Británica de Comercio en septiembre. Esta iniciativa busca premiar a las empresas chilenas que han destacado en la gestión de su Huella de Carbono, con el objetivo de estimular el desarrollo y perfeccionamiento del monitoreo de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), así como fomentar la acción contra el cambio climático en el país.



## Central Angostura alcanza un 50% de avance

**DICIEMBRE:** El término de las excavaciones de la caverna de máquinas y el desvío del río Biobío marcan la mitad de las obras de la central hidroeléctrica que se construye entre las comunas de Santa Bárbara y Quilaco. La central aportará 316 MW al sistema y se espera su puesta en servicio para fines del año 2013.



Bernardo Matte L  
Presidente del Directorio de Colbún S.A.

# Mensaje del Presidente

## ESTIMADOS ACCIONISTAS

Ha pasado un año más y nuevamente tengo el agrado de dirigirme a ustedes para presentarles la Memoria y los Estados Financieros de Colbún correspondientes al ejercicio 2011. Coincide el año 2011 con nuestro aniversario número 25, un número de años que da cuenta de una compañía todavía joven, puesta en perspectiva con la naturaleza de largo plazo del negocio de generación eléctrica, pero por otro lado también con una acumulación de experiencia que la posiciona muy bien para el futuro.

Una serie de circunstancias, algunas fuera de nuestro control, se conjugaron para configurar un entorno complejo durante el 2011. Un segundo año seco consecutivo, sumado al atraso en la puesta en servicio de nuestra central térmica a carbón Santa María, nos implicó tener que suministrar nuestros contratos a costos altos, de forma que los resultados operacionales tuvieron un retroceso de 61% respecto al año anterior, terminando con un EBITDA de US\$ 204,7 millones. La ganancia atribuible a la controladora en tanto, registró US\$ 5,2 millones, lo que representó una disminución más pronunciada con respecto a los US\$ 112,3 millones del año anterior.

Analizando las variables claves del negocio, la generación hidroeléctrica del año 2011 alcanzó niveles de aproximadamente 20% inferiores a la de un año normal. Nuestro nivel de contratos a su vez aumentó, lo que en conjunto con la ausencia del complemento térmico eficiente de Santa María, nos obligó a incrementar la generación térmica de respaldo y las compras en el mercado spot, siendo ambas alternativas fuertemente influenciadas por el precio del petróleo diesel. Como referencia, durante el año 2011 el precio del petróleo en los mercados internacionales alcanzó un promedio anual de 95 US\$ por barril en comparación a los 80 US\$ por barril del año anterior. Esto a su vez se tradujo en mayores costos marginales promedios de 182 US\$/MWh en 2011 en comparación a los 135 US\$/MWh del año 2010.

Parte de esta alza de costo fue mitigada con los esquemas de precios indexados que tienen nuestros contratos de suministro eléctrico y que permiten traspasar parte de los riesgos de nuestra estructura de costos a nuestros clientes. También cabe destacar la activa gestión que hicimos para sustituir, durante gran parte del año, la generación con petróleo diesel por generación con gas proveniente de GNL.

En cuanto al resultado fuera de la operación, éste registró una mejoría respecto al año anterior, pues el año anterior tuvo cargos extraordinarios por valorización de derivados asociados a créditos que se prepagaron y los pagos

para terminar anticipadamente el contrato de transporte de gas con TGN. El año 2011 también registra pagos para terminar anticipadamente contratos de transporte de gas con GasAndes. Con esta última operación hemos dado término a los contratos de transporte de gas tipo take-or-pay desde Argentina con lo que lograremos ahorros de aproximadamente US\$ 16 millones anuales en el período 2012-2028, plazo de duración que tenían originalmente estos contratos.

Como he venido comentando desde hace varios años en esta carta a los accionistas, el sector eléctrico chileno y en particular el SIC ha experimentado una coyuntura que por diversos motivos ha impedido volver a una situación de equilibrio entre oferta y demanda. Algunos de estos factores han sido la falta de suministro de gas natural a precio competitivo, una hidrología que ha estado muy bajo el nivel promedio de los últimos 50 años [especialmente en los últimos dos años], un período de mucha volatilidad y de altos precios de los combustibles fósiles [en especial el petróleo diesel], y atrasos en la puesta en servicio de proyectos en ejecución.

El sector privado ha reaccionado a la necesidad de aumentar la oferta y si nos remontamos unos años veremos que según los Planes de Obras de la CNE publicados en los años 2006-2007, más de 11.000 MW de proyectos de generación competitiva [hidroeléctricos y termoeléctricos a carbón] entrarían en operación en el período 2009-2015.

¿Qué constatamos hoy, después de 5 ó 6 años?: sólo un 30% de ellos han entrado en operación o estarán en condiciones de hacerlo antes del año 2015, lo que se ha traducido en que actualmente una fracción mayor a la razonable del consumo de electricidad es suministrada por generación de respaldo con petróleo diesel de alto costo.

Estas cifras demuestran las grandes dificultades que existen para desarrollar proyectos de infraestructura energética. A las dificultades ingenieriles que son inherentes a todo proyecto, se agregan con mayor frecuencia conflictos medioambientales, conflictos sociales, dificultad en otorgamiento de permisos y últimamente judicialización de los proyectos. Propiciamos el que los proyectos energéticos deben producir un suministro de

energía eléctrica que no sólo sea seguro y competitivo, sino que también sustentable [social y ambientalmente]. Entendemos también que en el desarrollo de proyectos energéticos se debe hacer partícipe tempranamente a las comunidades vecinas y otros grupos de interés que demandan mayor participación. El desafío está por lo tanto en encauzar estas demandas y buscar los equilibrios referidos, dentro de la institucionalidad, y de esta forma no poner en riesgo el desarrollo de proyectos energéticos en las magnitudes y plazos que el camino de Chile al desarrollo demanda.

Los últimos años de Colbún están marcados por un importante plan de inversiones que pusimos en marcha el año 2006 incentivado por los cambios regulatorios, los fundamentos económicos y las proyecciones de crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Así, completamos 3 proyectos hidroeléctricos que agregaron 150 MW en los años 2007 y 2008 e instalamos nueva capacidad de respaldo por 100 MW. Comenzamos el proyecto térmico a carbón Santa María I, la primera fase de un complejo que dispone de la autorización ambiental para 2 unidades en las cercanías del puerto de Coronel, y los proyectos hidroeléctricos San Pedro y Angostura en los ríos San Pedro y Biobío, respectivamente. En total, un plan de inversiones de más de US\$ 2.000 millones, que nos posiciona como uno de los actores que más está aportando al crecimiento de la matriz energética.

Celebrando nuestro aniversario número 25 y mirando hacia adelante tenemos algunos desafíos importantes que me gustaría compartir con ustedes. Nuestro primer desafío y más inmediato es poner en servicio en forma confiable nuestra central térmica Santa María pues el sistema lo necesita y es además muy importante en el portfolio de generación de Colbún. Estamos en las últimas etapas de la puesta en servicio de esta central, la que ha sido más compleja de lo esperado por los innumerables incumplimientos del contratista principal. Esta central además de ser un importante aporte a la generación de flujos operacionales, permitirá atenuar las fluctuaciones de resultados intrínsecas a Colbún dado su importante parque de generación hidroeléctrico.

Un segundo desafío es consolidar nuestra posición financiera pues si bien tenemos una capitalización fuerte, un perfil de ven-

cimiento de deuda moderado y recursos líquidos importantes, también es cierto que algunas de nuestras métricas de crédito se han debilitado producto de un resultado operacional menor al que esperábamos debido a los factores que describí antes. En resumen, estamos muy comprometidos con la calidad de grado de inversión de nuestra deuda.

Un tercer desafío es consolidar nuestra organización y nuestros equipos de trabajadores, la que ha casi triplicado su tamaño desde el año 2005, llegando a más de 900 personas a fines de 2011. Este nuevo personal está apoyando una operación más confiable con monitoreo permanente de nuestros equipos, con planes de mantenimiento de estándar mundial, haciendo gestión medioambiental, gestionando las relaciones con nuestros vecinos, gestionando los riesgos, viendo las necesidades de nuestros clientes; en resumen, trabajando en todos los frentes que una empresa del tamaño y complejidad de Colbún debe cuidar.

Somos una empresa en crecimiento y las necesidades energéticas del país nos imponen el desafío de seguir creciendo. Tenemos las bases para ello, pero queremos hacerlo en forma ordenada y prudente.

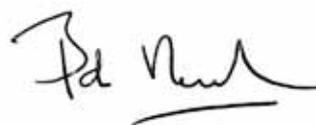
La siguiente central a entrar en servicio después de Santa María es el proyecto hidroeléctrico Angostura de 316 MW, ubicada en la región del Biobío. Actualmente el proyecto se encuentra con un avance físico de casi 60%, hemos finalizado todas las excavaciones subterráneas y estamos iniciando la construcción de la presa luego de haber desviado el río a fines de diciembre de 2011. De no mediar imprevistos en el proyecto, estimamos la fecha de entrada en operaciones de la central para fines del año 2013.

Con respecto a nuestro proyecto hidroeléctrico San Pedro de 150 MW, continuaremos con los estudios de terreno y esperamos en el transcurso de este año, y en función de los resultados de los estudios de terreno, definir la solución de ingeniería de las modificaciones que se prevén y el nuevo cronograma del proyecto.

Para el futuro tenemos diversas opciones de crecimiento. Es-

tas son valiosas y deben ser ejecutadas en su minuto preciso. Ejemplo de algunas de ellas son nuestros derechos de agua, varios con estudios bastante avanzados e incluso un proyecto con aprobación ambiental como es el caso de La Mina que tiene un potencial de 30 MW en el río Maule. También tenemos un permiso medioambiental para la segunda unidad de carbón en Santa María. Con la dificultad que experimentan otros proyectos en Chile y ante la necesidad de atender el crecimiento de la demanda, vemos esta opción como muy valiosa. Pero también tenemos plantas de ciclo combinado por casi 800 MW capaces de producir unos 5.000 GWh anuales, lo que es equivalente a casi el 12% del total de consumo del SIC, pero que no disponen por ahora de gas a precios competitivos.

Finalmente y tal como lo informamos a través de un Hecho Esencial recientemente, el nuevo año viene acompañado de un cambio en la administración. Bernardo Larraín deja la gerencia general y será propuesto para integrar el directorio y para asumir su presidencia. En representación del directorio, agradecemos el liderazgo de Bernardo y del equipo de Colbún, para conducir a la Compañía en un período complejo pero de gran crecimiento y desarrollo. Lo reemplazará Ignacio Cruz, un ejecutivo de gran experiencia y que viene de una industria muy competitiva y sofisticada como es la minería. Bernardo desde la presidencia del directorio e Ignacio desde la gerencia general, junto a un equipo de ejecutivos, profesionales y trabajadores que hemos armado en los últimos años, tendrán la tarea de seguir conduciendo a Colbún por su senda de liderazgo. Soy optimista respecto al futuro, al futuro de nuestro país y al de Colbún.



Bernardo Matte Larraín  
Presidente del Directorio

## Resumen Financiero del Ejercicio 2011

*Caída del resultado operacional explica la menor ganancia que obtuvimos en comparación al año 2010. Un mayor nivel de compromisos contractuales y el atraso en la puesta en marcha de la central Santa María explican la mayor exposición de Colbún a un segundo año hidrológico seco consecutivo.*

Nuestros resultados del año 2011 presentan una ganancia de US\$ 5,2 millones, inferior a la ganancia de US\$ 112,3 millones que obtuvimos el año anterior. Cerramos el año 2011 con un EBITDA de US\$ 204,7 millones, en comparación a los US\$ 331,0 millones del año 2010.

Los ingresos ordinarios del 2011 ascendieron a US\$ 1.333 millones, mayores en US\$ 309 millones con respecto al año 2010 debido al mayor nivel de ventas en 26%, principalmente explicado por la entrada de un nuevo contrato con Chilectra. Este aumento de ingresos fue sobre compensado por un aumento de los costos, principalmente por la mayor generación térmica y las mayores compras de energía requeridas para abastecer los compromisos contractuales.

El 2011 fue el segundo año hidrológico seco consecutivo, con lo que el período bi-anual 2010-2011 pasó a estar dentro del 5% más seco de los últimos 49 años. Estas condiciones, en adición al Decreto Preventivo de Racionamiento publicado por la autoridad a principios de año, redujeron nuestra generación hidráulica del período a 5.462 GWh, inferior en 2% respecto al año anterior. El mayor nivel de compromisos comerciales, el atraso de

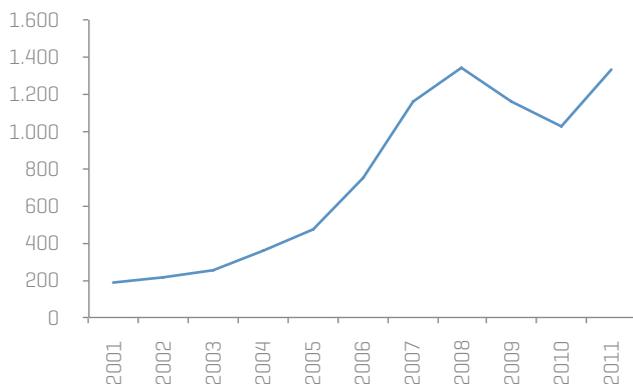
Santa María I y las condiciones hidrológicas descritas, explican en gran medida la caída de nuestro margen EBITDA (EBITDA/ Ingresos Ordinarios) desde 32% el 2010 a 15% el 2011. Esto fue parcialmente compensado por un aumento del precio promedio de venta de 9% en comparación al año 2010.

El resultado fuera de la operación tuvo una evolución desde una pérdida de US\$ 84,9 millones en 2010 a una pérdida de US\$ 50,9 millones en 2011. Esta pérdida se explica parcialmente por la depreciación del peso en relación al dólar durante el 2011 [2,4%] en contraste con la apreciación durante el 2010 [20,3%], lo cual resultó en cargos contables por diferencias de cambio y por impuestos a las ganancias; y por un cargo no recurrente de US\$ 21,3 millones correspondiente al pago a Gas Andes para dar término anticipado a uno de los contratos de transporte de gas argentino. Tomando en cuenta este pago, y otros pagos adicionales que realizará Colbún en caso que ejerza las opciones referidas en la transacción, el acuerdo implicará para la compañía un ahorro relevante de costos futuros de aproximadamente US\$ 16 millones anuales en el período 2012-2028 por servicios de transporte de gas que no estaba usando.

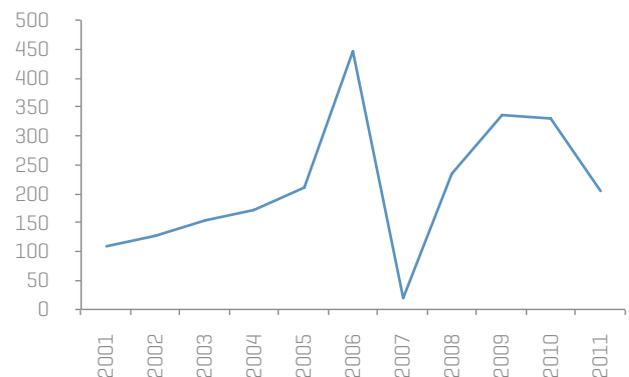
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS (miles de US\$)	2010	2011
Activos corrientes	1.088.849	771.220
Activos no corrientes	4.675.033	4.848.281
<b>Total Activos</b>	<b>5.763.882</b>	<b>5.619.501</b>
Pasivos corrientes	350.993	338.948
Pasivos no corrientes	1.936.556	1.818.311
Patrimonio	3.476.333	3.462.242
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>5.763.882</b>	<b>5.619.501</b>

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR NATURALEZA (miles de US\$)	2010	2011
Ingresos de actividades ordinarias	1.024.243	1.332.776
Materias primas y consumibles utilizados	(633.455)	(1.061.381)
Gastos por beneficio a los empleados	(37.626)	(45.732)
Gastos por depreciación y amortización	(124.039)	(124.643)
Otros gastos, por naturaleza	(22.121)	(20.951)
<b>Resultado de Operación</b>	<b>207.002</b>	<b>80.069</b>
<b>EBITDA</b>	<b>331.041</b>	<b>204.712</b>
<b>Resultado fuera de Operación</b>	<b>(84.839)</b>	<b>(50.865)</b>
<b>Ganancia [Pérdida] antes de impuestos</b>	<b>122.163</b>	<b>29.205</b>
Gasto (Ingreso) por impuestos a las ganancias	6.270	(24.002)
Ganancia [Pérdida]	115.893	5.203
<b>Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>112.284</b>	<b>5.201</b>
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	3.609	2

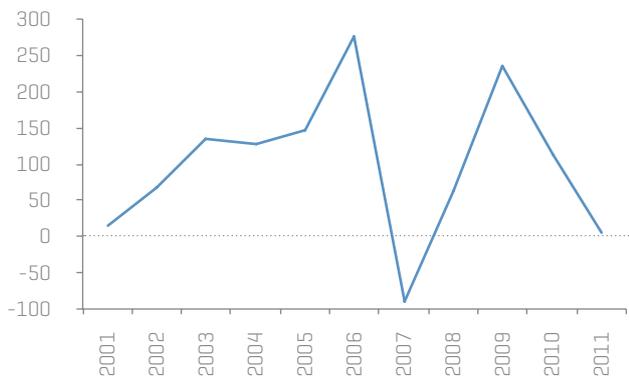
| Gráfico 1.1 | Ingresos ordinarios totales (millones de US\$)



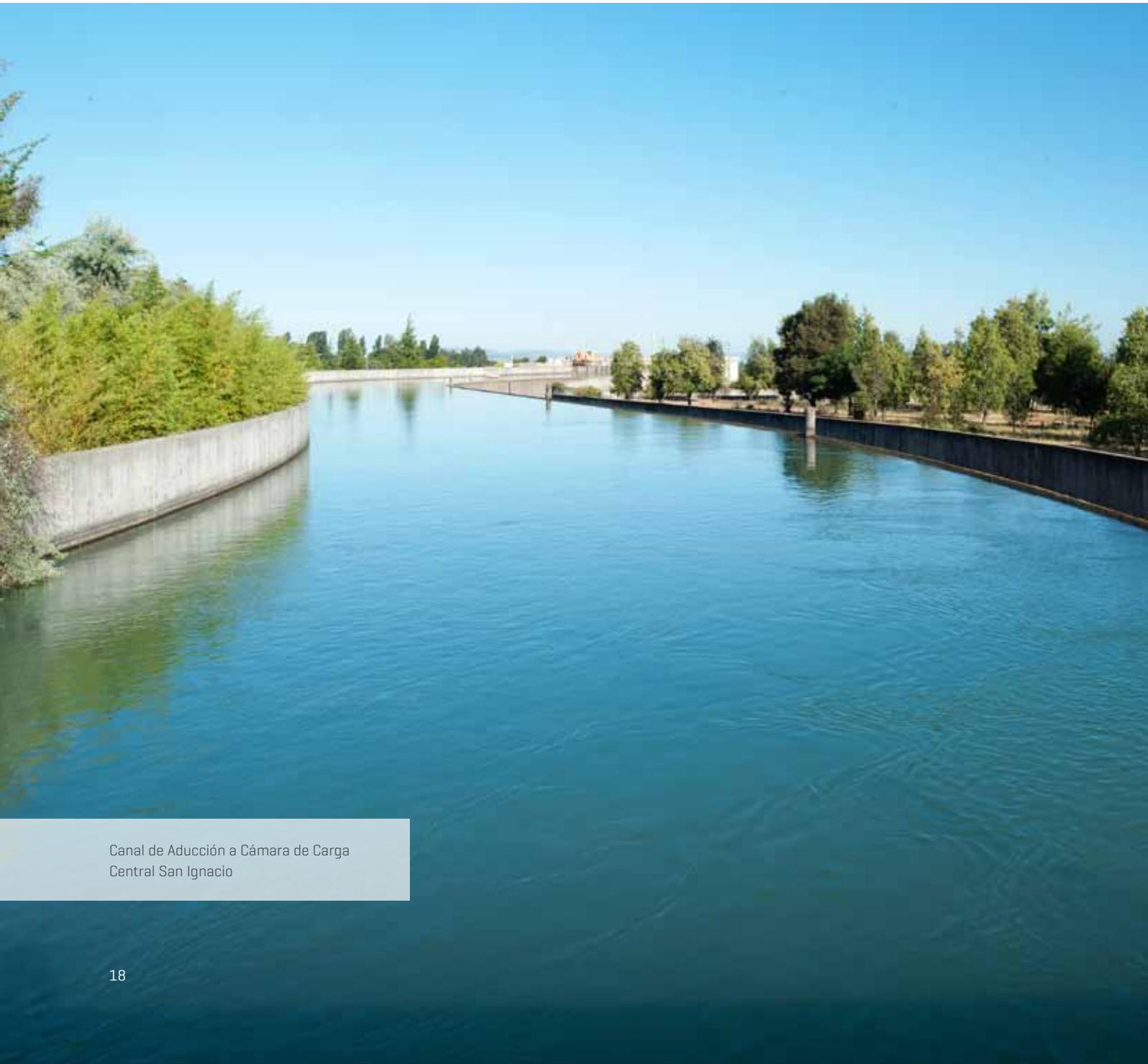
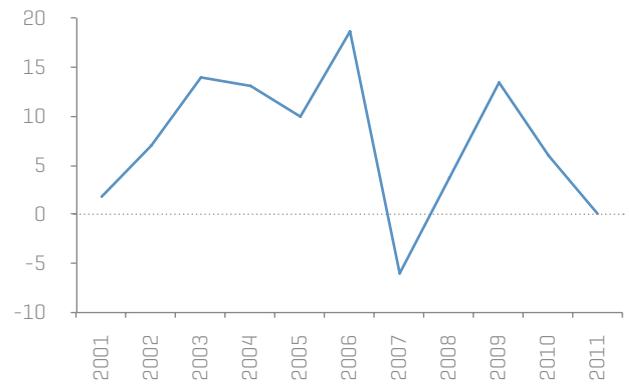
| Gráfico 1.2 | EBITDA (millones de US\$)



| Gráfico 1.3 | Ganancia controladora (millones de US\$)

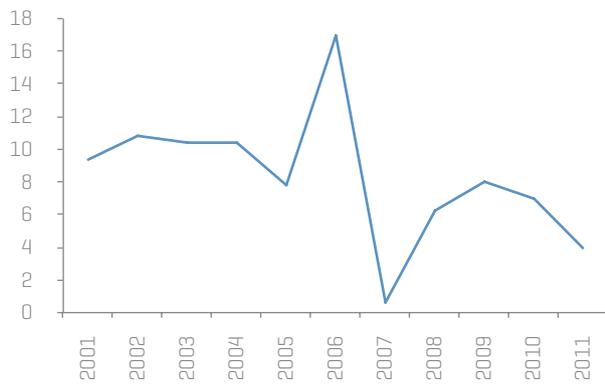


| Gráfico 1.4 | Ganancia controladora por acción (en US\$/1.000 acciones)

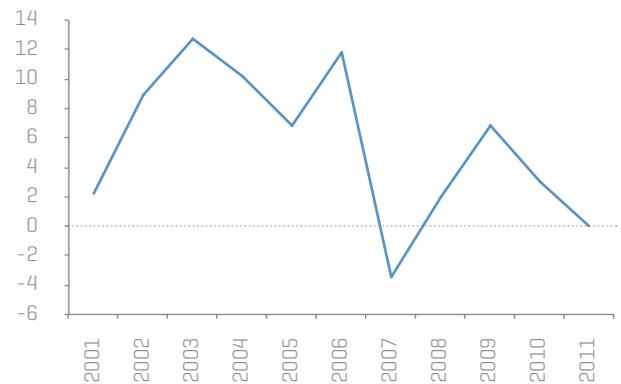


Canal de Aducción a Cámara de Carga Central San Ignacio

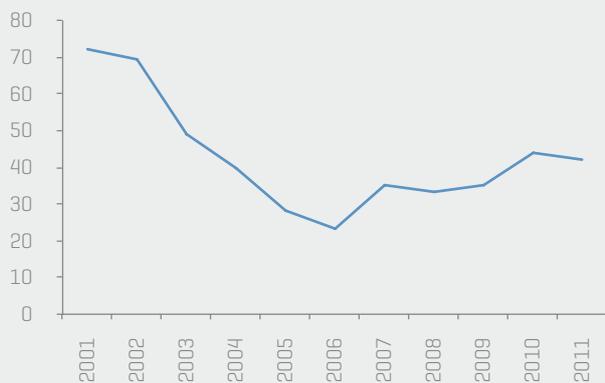
| Gráfico 1.5 | EBITDA / Activo Fijo [%]



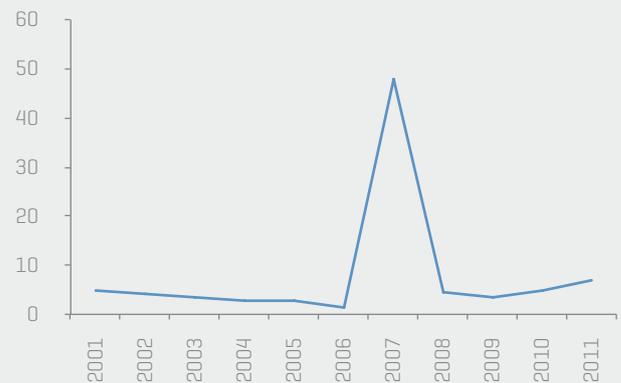
| Gráfico 1.6 | Ganancia controladora / patrimonio [%]



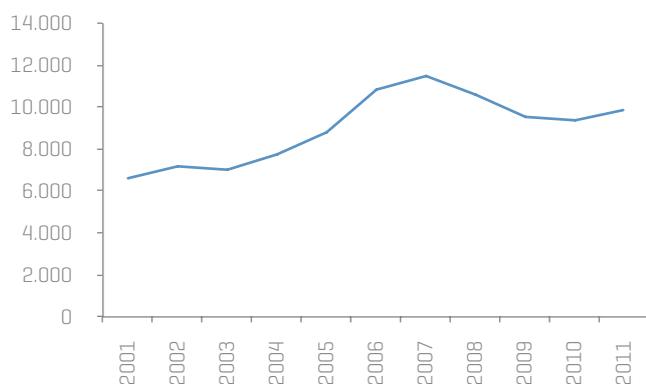
| Gráfico 1.7 | Deuda / Patrimonio [%]



| Gráfico 1.8 | Deuda / EBITDA [veces]



| Gráfico 1.9 | Generación [en GWh]



| Gráfico 1.10 | Capacidad Instalada [en MW]





## Directorio y Administración

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 2011, nuestro directorio estaba conformado por las siguientes personas:



**BERNARDO MATTE LARRAÍN**

Presidente  
R.U.T.: 6.598.728-7  
Ingeniero Comercial  
Universidad de Chile



**LUIS FELIPE GAZITÚA ACHONDO**

Vice Presidente  
R.U.T.: 6.069.087-1  
Ingeniero Comercial  
Universidad de Chile



**ELIODORO MATTE LARRAÍN**

Director  
R.U.T.: 4.436.502-2  
Ingeniero Civil Industrial  
Universidad de Chile



**JORGE GABRIEL LARRAÍN BUNSTER**

Director  
R.U.T.: 4.102.581-6  
Ingeniero Comercial  
Pontificia Universidad Católica de Chile



**JUAN HURTADO VICUÑA**

Director  
R.U.T.: 5.715.251-6  
Ingeniero Civil  
Universidad de Chile



**ARTURO MACKENNA ÍÑIGUEZ**

Director  
R.U.T.: 4.523.287-5  
Ingeniero Civil Industrial  
Universidad de Chile



**SERGIO UNDURRAGA SAAVEDRA**

Director  
R.U.T.: 4.280.259-K  
Ingeniero Comercial  
Pontificia Universidad Católica de Chile



**EDUARDO NAVARRO BELTRÁN**

Director  
R.U.T.: 10.365.719-9  
Ingeniero Comercial  
Pontificia Universidad Católica de Chile



**FERNANDO FRANKE GARCÍA**

Director  
R.U.T.: 6.318.139-0  
Ingeniero Comercial  
Universidad Adolfo Ibañez

**ORGANIGRAMA**



Gerente General  
Bernardo Larraín M.

Legal  
Rodrigo Pérez S.

Asuntos Corporativos  
Carlos Abogabir O.

- Responsabilidad Social
- Comunicaciones
- Asuntos Públicos

Organización  
y Personas  
Paula Martínez O.

- Administración de Personal
- Compensaciones y Desarrollo Organizacional
- Comunicaciones Internas

División de Negocios y  
Gestión de Energía  
Juan Eduardo Vásquez M.

- Gestión de Energía
- Desarrollo y Nuevas Tecnologías
- Gestión de Riesgo
- Mercado CDEC
- Transmisión Eléctrica

División de  
Generación  
Enrique Donoso M.

- Generación Hidráulica
- Generación Térmica
- Desarrollo Sustentable
- Asistencia Técnica

División de Ingeniería  
y Proyectos  
Eduardo Lauer R.

- Ingeniería
- Administración y Contratos
- Construcción
- Proyectos

División de Finanzas  
y Administración  
Cristian Morales J.

- Operaciones Financieras
- Procesos y Procedimientos
- Administración
- T.I.

Central Hidroeléctrica Los Quilos



Sentado, de izquierda a derecha: Carlos Abogabir O., Paula Martínez O., Bernardo Larraín M. y Rodrigo Pérez S.  
De pie, de izquierda a derecha: Cristián Morales J., Eduardo Lauer R., Enrique Donoso M. y Juan Eduardo Vásquez M.

**Bernardo Larraín Matte**

Gerente General  
R.U.T.: 7.025.583-9  
Ingeniero Comercial  
Pontificia Universidad Católica de Chile

**Enrique Donoso Moscoso**

Gerente División Generación  
R.U.T.: 7.082.548-1  
Ingeniero Civil Hidráulico  
Pontificia Universidad Católica de Chile

**Juan Eduardo Vásquez Moya**

Gerente División Negocios y Gestión de Energía  
R.U.T.: 7.868.160-8  
Ingeniero Civil Electricista  
Universidad de Chile

**Rodrigo Pérez Stieповic**

Gerente Legal  
R.U.T.: 10.313.675-K  
Abogado  
Pontificia Universidad Católica de Chile

**Carlos Abogabir Ovalle**

Gerente de Asuntos Corporativos  
R.U.T.: 10.147.751-7  
Ingeniero Civil Industrial  
Universidad de Los Andes

**Paula Martínez Osorio**

Gerente Organización y Recursos Humanos  
R.U.T.: 14.449.738-4  
Psicóloga  
Universidad Diego Portales

**Eduardo Lauer Rodríguez**

Gerente División de Ingeniería y Proyectos  
R.U.T.: 6.994.492-2  
Ingeniero Civil Mecánico  
Fach Hochschule de München

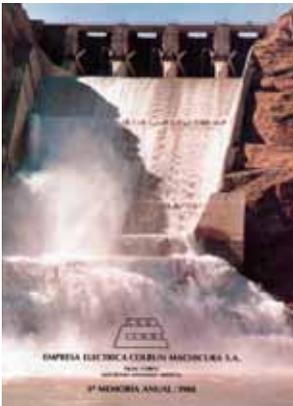
**Cristián Morales Jaureguiberry**

Gerente División Finanzas y Administración  
R.U.T.: 7.106.267-8  
Ingeniero Civil Industrial  
Universidad de Chile

# Reseña Histórica

# 25 Años

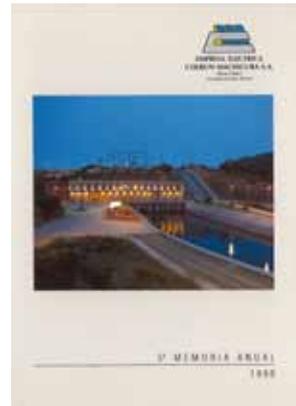
1988



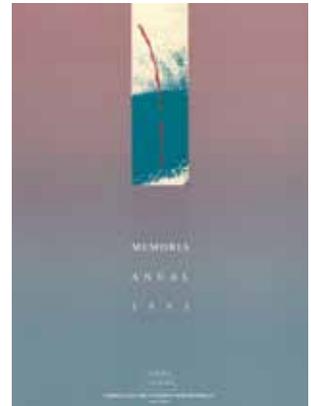
1989



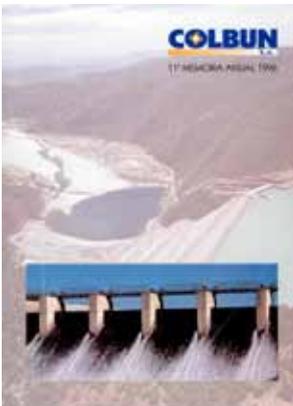
1990



1991



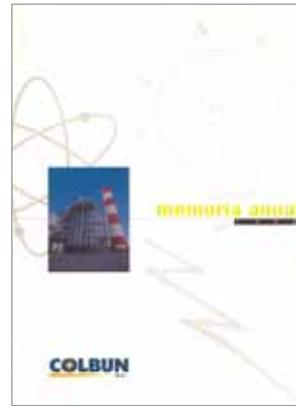
1996



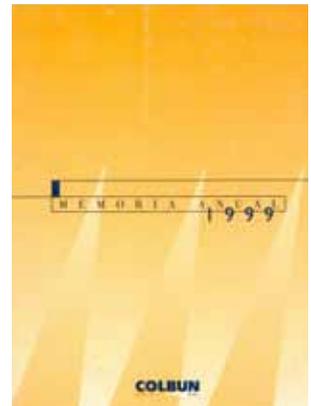
1997



1998



1999



2004



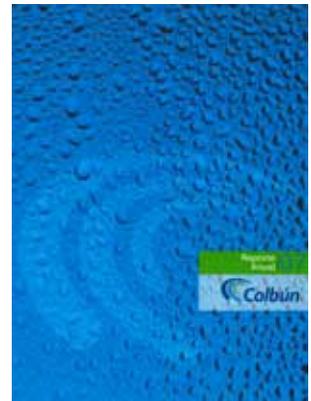
2005



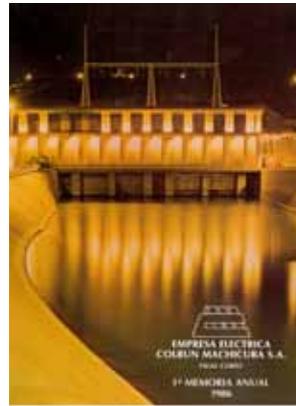
2006



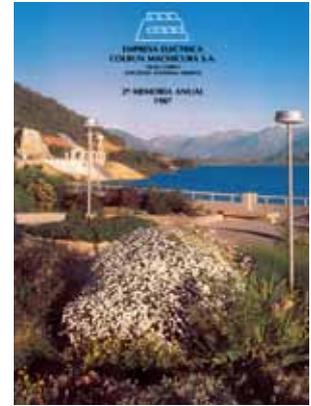
2007



1986



1987



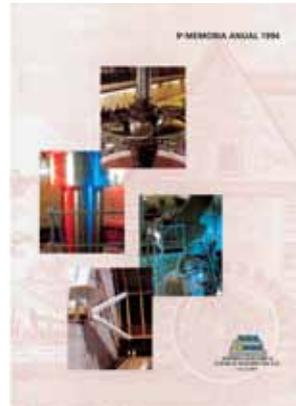
1992



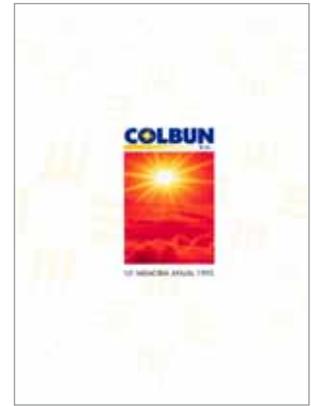
1993



1994



1995



2000



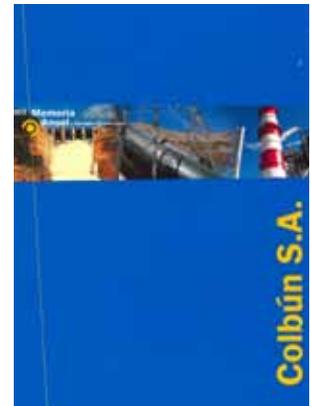
2001



2002



2003



2008



2009

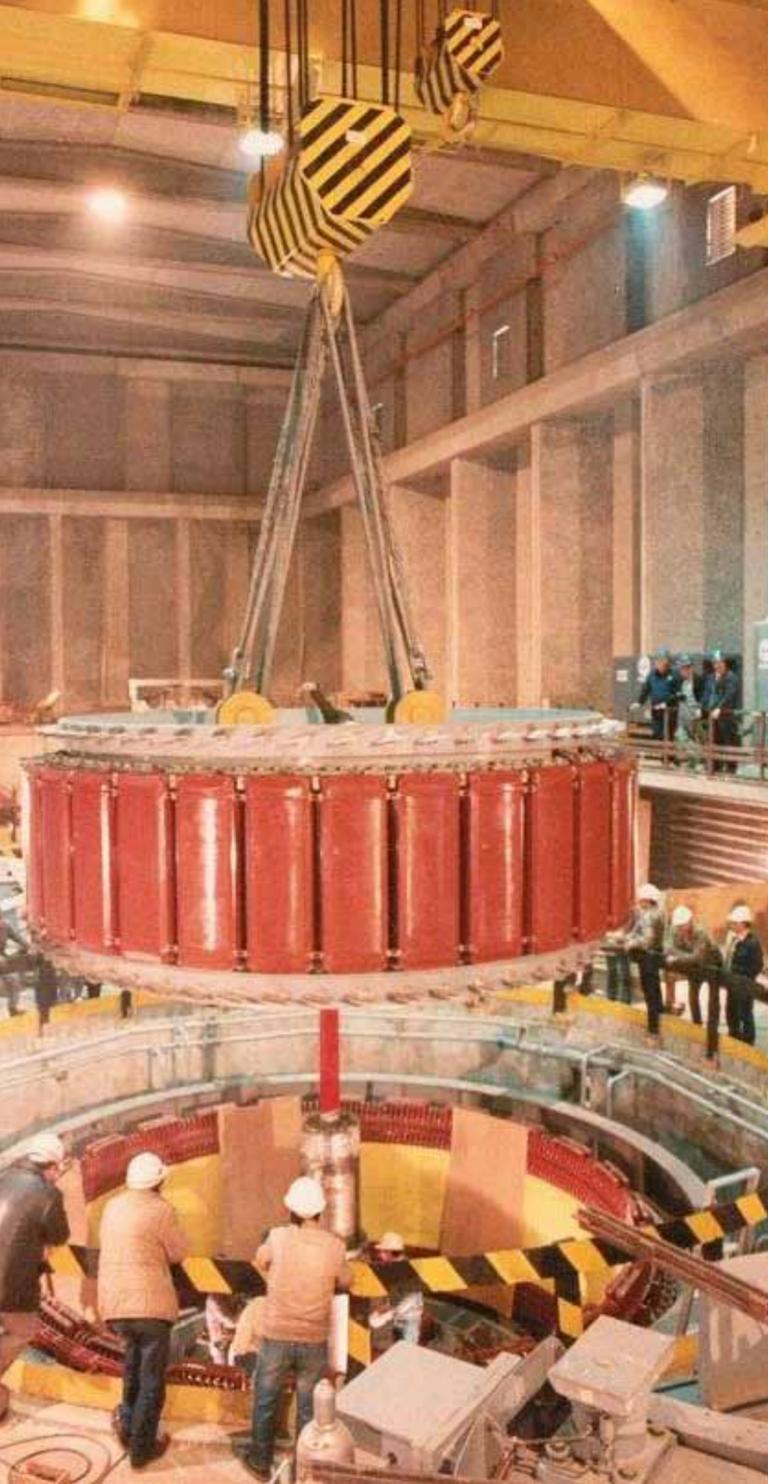


2010

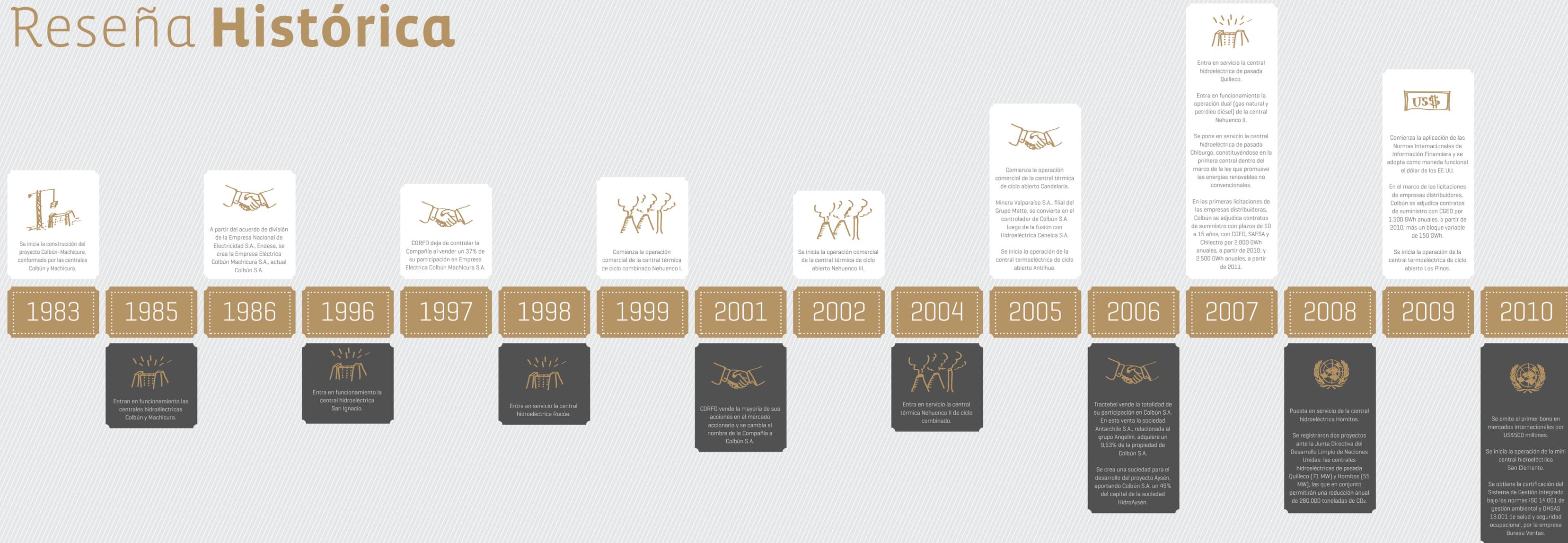


2011





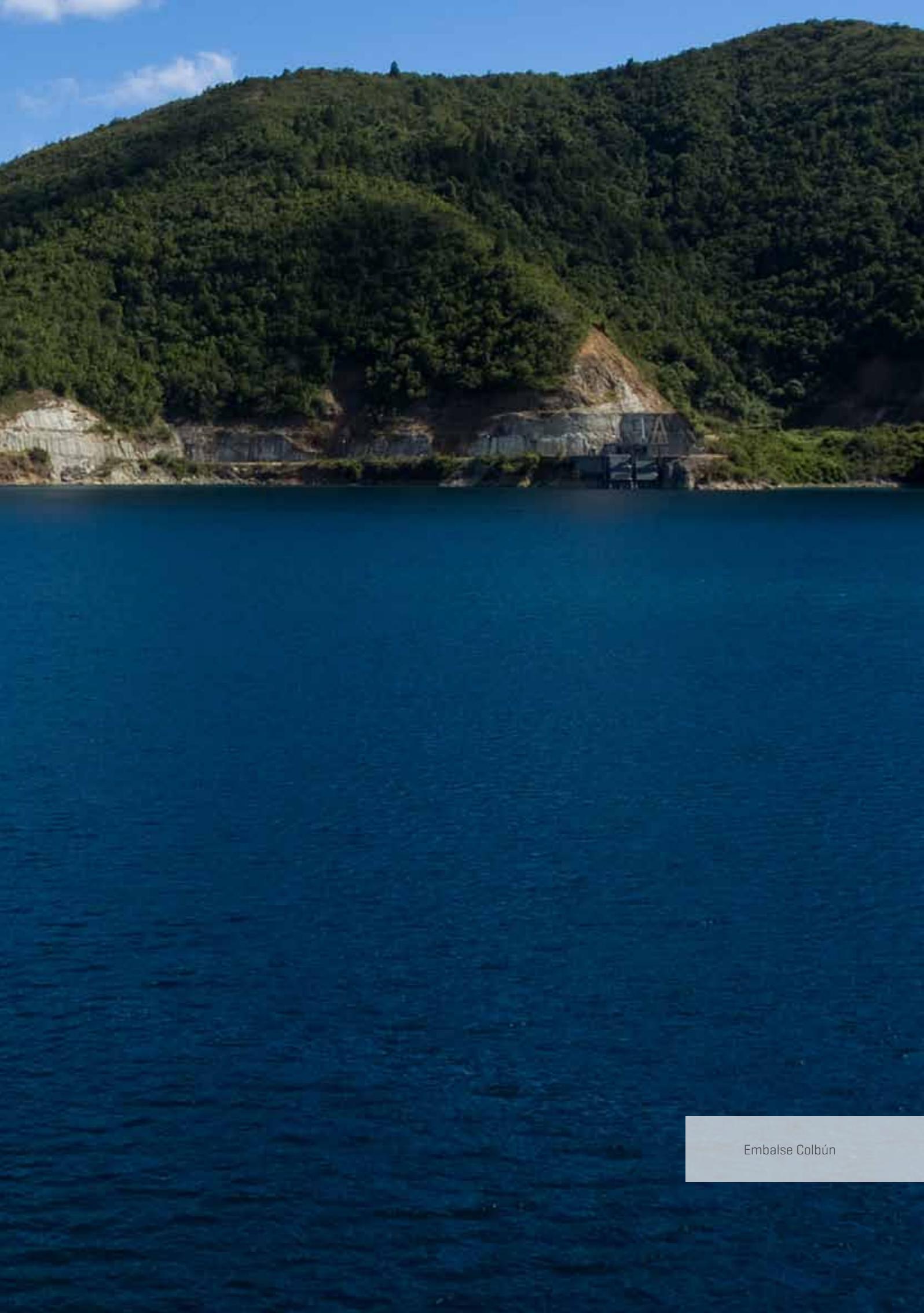
# Reseña Histórica





# DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DEL NEGOCIO

- ✦ Marco Regulatorio del Sector
- ✦ Desarrollo del Mercado Eléctrico en 2011
- ✦ Estrategia Corporativa de Colbún
- ✦ Desarrollo del Negocio en 2011



Embalse Colbún



# Marco Regulatorio del Sector

## *Descripción de los fundamentos del marco regulatorio para el sector eléctrico chileno.*

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 4,3% entre 2000 y 2011.

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 No 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 regulación en cuanto a fiabilidad y servicios auxiliares.
- “Ley Corta 2”, Ley No 20.018, promulgada en 2005. Esta

ley establece, entre otros, 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 combustibles de referencia.

- Ley No 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 periodo 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.

**LEY DE MEDIOAMBIENTE:** la ley de “Bases Generales del Medioambiente” [19.300] regula y establece el marco ambiental en Chile.

*El sector ha sido capaz de satisfacer la demanda de electricidad, que ha crecido a una tasa anual compuesta del 4,3% entre 2000 y 2011.*

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, Superintendencia de Medioambiente, los Tribunales Ambientales y el Servicio de Biodiversidad y Áreas Silvestres Protegidas. Dentro de estos cambios se encuentra la reformulación de las sanciones. 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 cómo 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 de 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.



01

Zona de Descarga e Inicio Canal de Devolución  
Central Hidroeléctrica Machicura

## PRINCIPALES INSTITUCIONES

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 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 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.*

•

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 solo 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 una combinación de ambos. Más adelante veremos que esta definición es parte central de nuestra política comercial.

Los generadores pueden firmar contratos con tres 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, denominados Precios de Nudo de Largo Plazo. En los contratos suscritos antes del 2005 el precio de venta de la energía estaba sujeto al llamado Precio de Nudo de Corto Plazo. El Precio de Nudo de Corto Plazo es determinado 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 varían según cada contrato. Por lo tanto, en la medida que vayan terminando los contratos suscritos antes del 2005, el Precio de Nudo de Corto Plazo 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 usuarios con una potencia conectada entre 500 KW y 2.000 KW, pueden 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. Los precios pactados con los clientes libres suelen incluir mecanismos para compartir riesgos con los generadores a través de formulas 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 y capacidad firme propia se saldan entre los generadores en el mercado spot. Las diferencias 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. La legislación clasifica al sistema de transmisión en tres tipos de sistemas: Sistema de Transmisión Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistema de Transmisión Adicional.

Se establece una metodología transparente, participativa y regulada en la determinación de las tarifas por el uso de los Sistemas Troncal y de Subtransmisión, y deja el uso de los Sistemas Adicionales a una negociación bilateral entre propietario y usuario.

La ley otorga a los Sistemas de Transmisión Troncal y a los Sistemas de Subtransmisión el carácter de servicio público y consecuentemente este tipo de instalaciones tiene acceso abierto, es decir, el propietario no puede restringir la conexión a ningún usuario interesado.

Las empresas transmisoras recuperan su inversión a través de tarifas que, dependiente del tipo de instalaciones, se cobran a los generadores, a los clientes o a ambos. Las tarifas de Transmisión Troncal y de Subtransmisión son reguladas y se fijan cada 4 años por decreto del Ministerio de Energía. ✱



Central Termoeléctrica Candelaria



**TABLA 2.1.** PARTICIPACIÓN DE MERCADO POR GRUPO EMPRESARIAL EN EL SIC A DICIEMBRE 2011 (% DE CAPACIDAD INSTALADA)

	Participación de Mercado
Endesa	40,2%
Colbún S.A.	20,7%
Aes Gener	18,4%
Otros	20,7%
Total	100,0%

## Desarrollo del Mercado Eléctrico en 2011

*La demanda de electricidad en el SIC aumenta en forma importante el año 2011 y crece en 6.7% con respecto al año 2010. Por el lado de la oferta, el aporte porcentual de la hidroelectricidad el año 2011 en el total de la matriz de generación fue aún más bajo que el aporte del año 2010 y alcanzó un mínimo de la historia reciente de 45%.*

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 2.1.). 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 12.721 MW al cierre del año 2011. El SIC cubre aproximadamente 92% de la población de Chile, mayoritariamente clientes residenciales.

**TABLA 2.2. PARTICIPACIÓN DE CADA TIPO DE COMBUSTIBLE EN LA GENERACIÓN TOTAL DEL SIC**

	2009	2010	2011
Hidro	59%	49%	45%
Gas	2%	2%	0%
GNL	2%	14%	22%
Carbón/petcoke	17%	20%	22%
Diesel	17%	11%	9%
Eólica	0%	1%	1%
Otros	2%	2%	2%
	100%	100%	100%

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

La recuperación de la actividad económica reanudó el crecimiento de la demanda de electricidad, tal como se vio reflejado durante el segundo semestre de 2010 y todo el año 2011, alcanzando un crecimiento de 6,7% con respecto al año 2010. Es así como en su último informe definitivo de precio de nudo en octubre de 2011, la CNE proyectó un crecimiento anual compuesto de la demanda de electricidad del 6,2% para los próximos cinco años.

Durante el año 2011 la producción bruta total de energía del SIC alcanzó un total de 46.140 GWh, lo que equivale a ventas de energía a clientes de 43.804 GWh. En términos mensuales, los principales aumentos de la demanda se presentaron en los meses de febrero y marzo con un +11,0% y +19,6% respectivamente, donde el mes de marzo del año 2010 se vio afectado fuertemente por el terremoto del 27 de febrero. Por su parte, la demanda horaria máxima del sistema ocurrió en el mes de diciembre y fue de 6.881 MW, valor que resultó 6,1% superior al año 2010 que se situó en 6.484 MW. En la tabla 2.2 se indica la evolución de la generación por tipo de combustible en el SIC para los años 2009, 2010 y 2011.

Durante el año 2011, se produjo una menor generación hidráulica debido a la condición hidrológica seca del año y a la formación de una reserva hídrica de 500 GWh en los embalses del sistema impuesta por el decreto de racionamiento preventivo dictado por la autoridad. Lo anterior, significó un aumento en la generación térmica con gas natural en el SIC, producto de un mayor suministro desde el terminal GNL Quintero. Por otra parte, el índice de precio del WTI subió de un promedio de 80 US\$/bbl en 2010 a 95 US\$/bbl en 2011, principalmente motivado por la recuperación económica mundial.

En resumen, el crecimiento de la demanda, la menor producción hidroeléctrica y el mayor precio del petróleo, explican en gran medida el aumento del costo marginal desde un promedio de 135 US\$/MWh en 2010 a 182 US\$/MWh en 2011 (medido en la subestación Quillota 220 kV).

El gráfico 2.1, refleja los costos marginales mensuales promedio registrados en el año 2011. Para efectos comparativos, también se muestran los costos marginales de energía del año 2010.

## HECHOS RELEVANTES EN EL 2011 QUE AFECTAN EL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR

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.

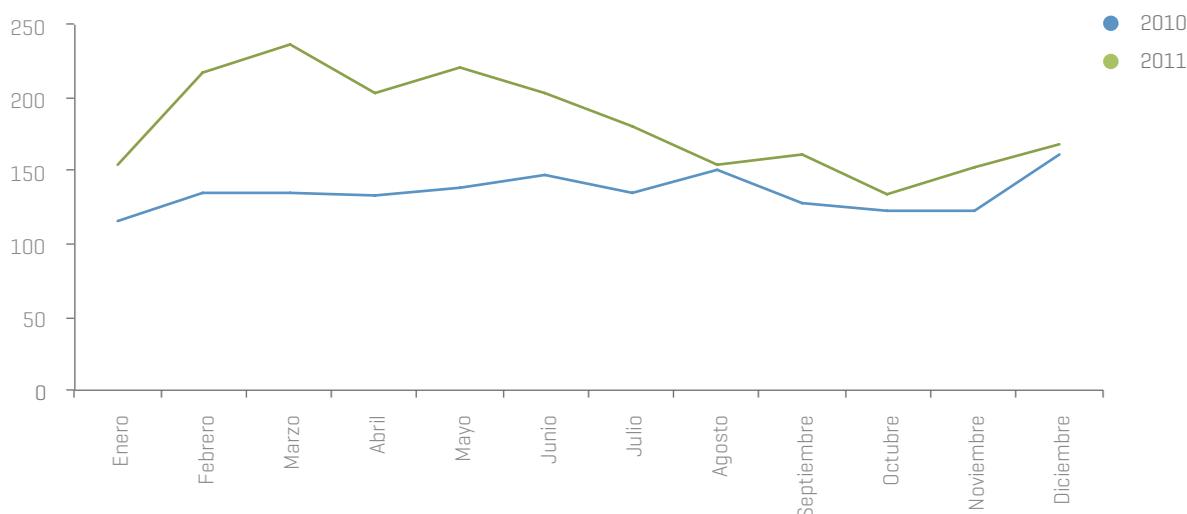
Cabe mencionar que durante el primer trimestre del año 2011 el Ministerio de Energía publicó un Decreto Preventivo de Racionamiento Eléctrico con el fin de tomar medidas de forma anticipada para evitar situaciones de estrechez energética y cortes de suministro durante el año 2011, producto de la hidrología seca del año 2010 y previendo que esta situación se pudiera repetir durante el año 2011. El Decreto en sus aspectos más relevantes exige la formación y mantención de una reserva hídrica equivalente a 500 GWh en los embalses del sistema, permite aplicar una reducción de voltaje a nivel distribución y establece los mecanismos para manejar un posible déficit de energía. En agosto 2011 se extendió la vigencia del decreto hasta abril 2012.

Un cambio regulatorio que se oficializó durante el año fue la publicación de la nueva norma de emisiones para centrales termoeléctricas. La nueva norma fija límites para las emisiones y establece el plazo para cumplir con esos límites. La nueva regulación distingue dos categorías de plantas: las existentes y las nuevas. En el caso de Colbún, todas sus centrales térmicas (incluyendo la central Santa María I) cumplen con esta nueva norma o bien se encuentran desarrollando las adaptaciones necesarias en los plazos previstos.

**Un cambio regulatorio que se oficializó durante el año fue la publicación de la nueva norma de emisiones para centrales termoeléctricas.**

Otro hecho que tiene relación con el marco regulatorio se ocasionó con las dificultades financieras y el posterior inicio del proceso de quiebra de la empresa generadora Campanario Generación S.A. Esta situación ha dado origen a múltiples consecuencias para todos los actores del sector, tales como el rompimiento de la cadena de pago en el mercado spot y la re-asignación forzada, por disposición de la SEC, de los suministros regulados originalmente comprometidos por Campanario a SAESA y CGED. Esta decisión de la autoridad significa la obligación de abastecer contratos suscritos por otros generadores, hoy fallidos, que no contaban con la energía para ello. \*

| Gráfico 2.1 | Costos Marginales Energía subestación Quillota [US\$/MWh]





# Estrategia Corporativa de Colbún

*Buscamos generar valor de largo plazo desarrollando y gestionando activos de infraestructura energética integrando con excelencia las dimensiones económicas, técnicas, medioambientales y sociales.*

Nuestra estrategia corporativa busca generar valor de largo plazo con nuestra cartera de activos. Medimos la creación de valor como generación de EBITDA y/o rentabilidad sobre activos. Para lograr este objetivo estamos trabajando sobre la base de tres pilares estratégicos: 1] Consolidación, 2] Crecimiento y 3] Diversificación y Gestión de Riesgo.

**Consolidación:** para ganarnos el derecho a seguir nuestro camino de crecimiento, tenemos que primero consolidar lo ya comprometido: el equipo profesional, los activos físicos y financieros, la estructura organizacional y sistemas de gestión que sustenten el crecimiento.

**Crecimiento:** para consolidar nuestra participación de mercado, debemos identificar, viabilizar y desarrollar opciones de proyectos energéticos y debemos estructurar una estrategia comercial y financiera que genere una rentabilidad de largo plazo adecuada a nuestra base de activos.

**Diversificación y Gestión de Riesgo:** para acotar la exposición a variables exógenas, debemos mantener una base de activos diversificada por tecnología, fuente y geografía; y una base de clientes diversificada. Debemos tener una gestión activa de los riesgos.

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.

Actualmente estamos en la etapa de puesta en marcha de nuestra primera central a carbón, Santa María I de 342 MW. También continuamos con el desarrollo de dos proyectos hidroeléctricos: Angostura de 316 MW y San Pedro de 150 MW. Durante el 2011 Angostura continuó avanzando en su etapa en construcción, mientras que la compañía detuvo temporalmente la construcción de las obras principales del proyecto San Pedro para realizar una nueva campaña de prospecciones y estudios de terreno.

Todos los proyectos en etapa de construcción y en etapa de estudio de la compañía tienen la característica de ser capacidad base, con un componente renovable y un complemento térmico eficiente que permite enfrentar escenarios hidrológicos secos.

Casa de Máquinas  
Central Hidroeléctrica Rucúe





# MAPA DE LAS CENTRALES DE COLBÚN

## 15 CENTRALES HIDRÁULICAS



### CUENCA DEL ACONCAGUA 213 MW

Los Quilos  
39MW

Chacabuquito  
29MW

Blanco  
60MW

Juncal  
29MW

Juncalito  
1MW

Hornitos  
55MW



### CENTRAL CARENA 9 MW

Carena  
9MW



### CUENCA DEL MAULE 630 MW

Colbún  
474MW

Machicura  
95MW

San Ignacio  
37MW

Chiburgo  
19MW

San Clemente  
5MW



### CUENCA DEL LAJA 249 MW

Rucúe  
178MW

Quilleco  
71MW



### LAGO CHAPO 172 MW

Canutillar  
172MW

## 06 CENTRALES TÉRMICAS



### COMPLEJO NEHUENCO 874 MW

DIESEL/GAS

Nehuenco I  
368MW

Nehuenco II  
398MW

Nehuenco III  
108MW



DIESEL/GAS

Candelaria  
270MW



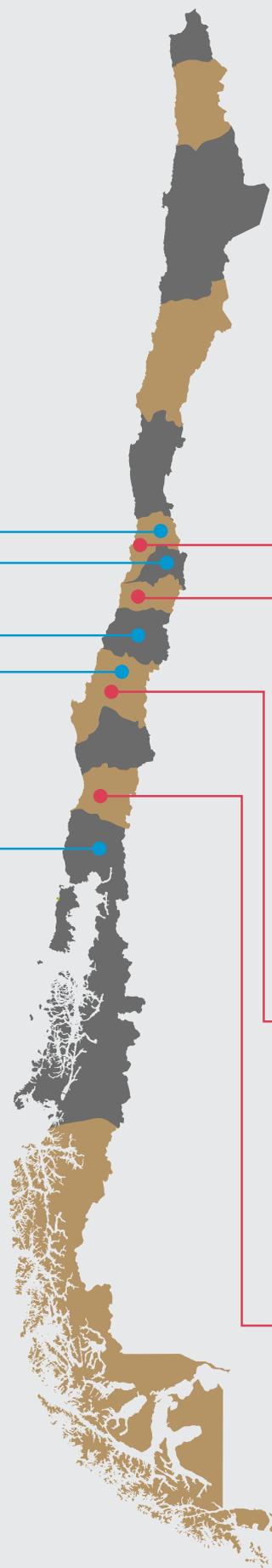
DIESEL

Los Pinos  
100MW



DIESEL

Antihue  
103MW



SIMBOLOGÍA

Pasada

Embalse

Ciclo Abierto

Ciclo Combinado

## ¿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 2.620 MW al Sistema Interconectado Central (SIC).

Las centrales hidroeléctricas suman una capacidad de 1.273 MW y se distribuyen en 15 plantas: Colbún, Machicura, San Ignacio, Chiburgo y San Clemente, ubicadas en la Región del Maule; Rucúe y Quilleco, en la Región del Biobío; 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 Biobío; y la central Antihue, en la Región de los Ríos.

### Activos de transmisión

Tenemos 852 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, y 26 subestaciones. Estas líneas nos permiten transportar la producción desde nuestras 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 la definición de la Ley General de Servicios Eléctricos [Ley Eléctrica], todas las líneas de Colbun pertenecen al Sistema de Transmisión Adicional, con excepción de 68 km de líneas de 110 kV, que fueron calificadas como pertenecientes al Sistema de Subtransmisión en la correspondiente fijación de tarifas de Subtransmisión. Asimismo, las instalaciones entre Candelaria y Alto Jahuel fueron calificadas como instalaciones troncales pertenecientes al área de influencia común de acuerdo al Decreto N° 61 del Ministerio de Energía que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal, el área de influencia común, su valorización y sus fórmulas de indexación para el período 2011-2014.

En este mismo decreto apareció como obra de ampliación del sistema de transmisión troncal la unión de las subestaciones Colbún y Ancoa, que permitirá aumentar la transferencia desde el sur hasta la zona central, proyecto que se encuentra en etapa de construcción y se espera su puesta en servicio dentro del cuarto trimestre del 2012.

Adicionalmente, a través de Transquillota Ltda., participamos en el 50% de la propiedad de la subestación San Luis y de la línea de 220 kV que conecta dicha subestación con el sistema troncal, en 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 de infraestructura eléctrica

Tenemos una participación de 42,5% en 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 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 fundamental es determinar el nivel óptimo de contratación. Para ello 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 y 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 puesta en marcha].

Es importante tener presente que para proteger los resultados en escenarios de hidrologías secas extremas y precios de combustibles muy elevados que se puedan dar en un año en particular, resulta eficaz enfrentar la exposición a eventos extremos, a través de mecanismos de cobertura y teniendo una política financiera prudente. ✱



Bocatoma  
Central Hidroeléctrica San Clemente

# Desarrollo del Negocio en 2011

*La entrada en vigencia de un nuevo contrato con un cliente regulado y el atraso en la entrada en operación de nueva capacidad competitiva, aumentó temporalmente para el año 2011 nuestra exposición a un segundo año consecutivo con hidrología seca.*

## GESTIÓN COMERCIAL

Durante el año 2011 algunos de los objetivos logrados fueron:

- La optimización del proceso de compra de petróleo diesel.
- El inicio del proceso de compra de carbón para la nueva central Santa María en los mercados internacionales.
- La firma de un acuerdo para el suministro de gas natural para el año 2011: perfeccionamos un acuerdo de suministro de gas natural proveniente de gas natural licuado [GNL] con Enap Refinerías S.A., para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado de nuestro Complejo Nehuenco, por un plazo de 150 días a partir del 1° de enero del año 2011. El acuerdo finalmente se extendió hasta el mes de agosto.
- La implementación de un programa de cobertura del precio del petróleo a través de opciones call para cubrir potenciales alzas durante el año 2011.
- En Diciembre se celebró una transacción entre Colbún S.A. y Gasoducto Gasandes S.A. [GasAndes Chile] y Gasoducto GasAndes S.A. [GasAndes Argentina], que permitió poner término a las discrepancias existentes entre ellas respecto a los contratos de transporte de gas entre Argentina y Chile.



### CARTERA DE CONTRATOS

Nuestra cartera de clientes está compuesta por clientes regulados y libres. A partir de enero 2011, experimentamos un nuevo cambio en nuestra base de clientes, con la entrada en vigencia del contrato con Chilectra, adjudicado en 2007 por un máximo de 2.500 GWh al año. Producto de este cambio, la demanda de nuestros contratos aumentó a 10.687 GWh en el año 2011, desde aproximadamente 8.829 GWh en 2010.

Los clientes durante el año 2011 fueron:

- **Clientes regulados con contratos a Precio de Nudo de Largo Plazo Licitados:** Chilectra S.A., CGE Distribución S.A. para la Región Metropolitana, CGE Distribución S.A. para las regiones de O'Higgins, Maule, Bío Bío y de La Araucanía; Saesa S.A., Frontel S.A., Compañía Eléctrica de Osorno S.A., Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda., Energía del Limarí S.A. y Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda. Finalmente, Conafe S.A. corresponde a un cliente regulado con contrato a Precio de Nudo de Corto Plazo.
- **Clientes libres:** Codelco para sus divisiones Andina y El Teniente; Cartulinas CMPC S.A. para su planta Maule, CMPC Celulosa S.A., 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 y El Soldado [este último contrato venció el 31 de marzo de 2011]; los clientes libres de Chilectra S.A., Metro S.A. y Planta La Farfana de Aguas Andinas S.A., ubicados en la Región Metropolitana.

Además, a partir del 1° de septiembre de 2011 y como consecuencia de la situación de insolvencia financiera de la empresa Campanario Generación S.A., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) emitió la Resolución Exenta N° 2.288 de fecha 26 de agosto de 2011, instruyendo a todas las empresas generadoras del Sistema Interconectado Central (SIC) abastecer, a prorrata de su energía firme, los consumos de los clientes regulados cuyos suministros fueron adjudicados a Campanario Generación S.A. [1.750 GWh/año], en los precios y condiciones obtenidas en las licitaciones respectivas. De este consumo total, y dada la energía firme calculada para el año 2011, a Colbún S.A. le corresponde un valor cercano al 21,7%.

De todas nuestras obligaciones contractuales, una parte tiene sus precios indexados al IPC de los Estados Unidos, una parte está indexada a los precios del diesel y del carbón y alrededor de unos 2.400 GWh estuvieron indexados a los costos marginales del sistema durante el año 2011.

### VENTAS DE ENERGÍA

Nuestras ventas físicas del año 2011 aumentaron en un 14,5% respecto al año 2010, alcanzando a 10.852 GWh. Las ventas a clientes regulados aumentaron en un 60,2% [principalmente por el inicio del contrato con Chilectra S.A. suscrito el año 2007]. El volumen vendido a clientes libres, a precios no regulados, disminuyó en 8,5%. Por su parte, las ventas spot disminuyeron en 74,4%, alcanzando 165 GWh en 2011.

La composición trimestral de las ventas físicas de energía para los años 2010 y 2011 se muestra en la tabla 2.3.

Durante 2011, las ventas de energía a empresas distribuidoras lograron un 56,1% de las ventas totales en tanto que el volumen vendido a industriales alcanzó el 42,4%. El restante 1,5% se vendió a generadoras a través del CDEC.

**TABLA 2.3. VENTAS DE ENERGÍA TRIMESTRALES (GWh)**

2010

Trimestre	Distribuidoras GWh	Industriales GWh	CDEC GWh	Total GWh
Ene - Mar	980	1.120	121	2.221
Abr - Jun	955	1.236	318	2.508
Jul - Sep	924	1.367	122	2.413
Oct - Dic	940	1.308	85	2.332
TOTAL	3.798	5.031	645	9.474

2011

Trimestre	Distribuidoras GWh	Industriales GWh	CDEC GWh	Total GWh
Ene - Mar	1.476	1.209	13	2.698
Abr - Jun	1.484	1.081	79	2.644
Jul - Sep	1.538	1.133	73	2.744
Oct - Dic	1.588	1.178	-	2.766
TOTAL	6.086	4.601	165	10.852



Central Termoeléctrica Nehuenco



TABLA 2.4. VENTAS DE POTENCIA PROMEDIO DE CADA AÑO (MW)

Tipo de cliente	2010	2011
Distribuidores	662	852
Industriales	632	535
CDEC	167	68
Total	1.461	1.455

### VENTAS DE POTENCIA

La potencia firme de nuestras centrales aumentó a 1.419 MW para el año 2011, en comparación a 1.415 MW el año 2010, principalmente como consecuencia del aumento de la demanda máxima superior al aumento de potencia por la entrada en operación de nuevas centrales de otros generadores a lo largo del ejercicio.

Las ventas de potencia disminuyeron en 0,4%, pasando de 1.461 MW a 1.455 MW. Los clientes regulados aumentaron su demanda de potencia en un 28,7%; los industriales y mineros disminuyeron su demanda de potencia en un 15,3%. Por su parte, las ventas de potencia al CDEC disminuyeron en un 59,3%.

En la tabla 2.4. se indican las ventas de potencia a clientes y al CDEC de los últimos dos años.



Central Hidroeléctrica San Clemente

## PRECIOS DE VENTA

En el gráfico 2.2. 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 2011”, subió producto de la mayor demanda de electricidad, la menor generación hidráulica y el alza de los precios promedio del petróleo diesel y del carbón en comparación al año 2010.

El precio promedio que los generadores del sistema cobran directamente a sus clientes bajo contratos, denominado Precio Medio Libre, experimentó un alza durante el 2011. Esto se debe a la incidencia de varios de los contratos licitados por las distribuidoras cuyos precios de energía estaban ligados a los costos marginales del sistema, alcanzando para el año un precio monómico promedio de US\$113,8 por MWh en 2011. 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 que la proyección de los costos marginales por la CNE no se modificó significativamente entre las 2 fijaciones tarifarias -principalmente debido a que los precios proyectados de los combustibles en ambas fijaciones tarifarias del año 2011 se habían mantenido estables al igual que el Precio Medio Libre-, el Precio de Nudo definitivo, aplicado a los clientes regulados que aún tienen contratos antiguos vigentes, disminuyó levemente en Alto Jahuel 220 kV desde 95,7 US\$/MWh en la fijación de octubre 2010 a 92,3 US\$/MWh en la fijación de octubre del 2011.

## GESTIÓN OPERACIONAL

El año 2011 aumentó la tendencia del año anterior en cuanto a la significativa participación de la generación térmica en el total de energía producida por nuestras centrales. En efecto, debido a la escasez hídrica en cuencas hidrográficas relevantes para Colbún, la generación hidroeléctrica por segundo año consecutivo estuvo muy por bajo los niveles históricos. Sin duda esto ha sido un importante desafío para nuestros trabajadores ya que la experiencia ha demostrado las complejidades técnicas que tiene la operación térmica, particularmente con petróleo diesel; sin embargo, con satisfacción podemos señalar que en términos generales las centrales han tenido buenos indicadores de confiabilidad, con algunas contingencias específicas que pudieron ser gestionadas y subsanadas.

Durante el año 2011 continuamos en la senda de la modernización y estandarización de procesos y procedimientos operacionales y de mantenimiento que permitan aumentar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las unidades de generación, así como los estándares de seguridad para nuestros colaboradores. Es así como cabe destacar la completa implementación de los siguientes sistemas de apoyo a la gestión operacional de todas las centrales de la Compañía: SAP PM -para la estandarización de la gestión del mantenimiento-; SIGO -como el sistema de información de gestión operacional-; LOTO, como sistema para estandarización de los bloqueos de seguridad durante el mantenimiento de los equipos y sistemas en las instalaciones; también la implementación de un Permiso de Trabajo unificado para la intervención de instalaciones en explotación.

| Gráfico 2.2 | Precios Monómicos Alto Jahuel [US\$/MWh]





## PRODUCCIÓN

Nuestra producción operacional bruta durante el año 2011 alcanzó 9.781 GWh, registrándose un aumento de 4,0% en comparación con el año anterior. La producción por tipo de aporte muestra una disminución de la producción hídrica en 1.9% y un incremento en la producción térmica de 12.6%. Del total de la generación térmica, 56% fue producto de generación con gas y un 44% producto de generación con diesel. La mayor generación con gas se debió al acuerdo alcanzado con ENAP, para el suministro de gas natural para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco. Con respecto a la puesta en marcha de la central Santa María I, se generaron 96 GWh desde su primera sincronización hasta fines de año.

Cabe distinguir que el período 2010-2011 muestra un déficit significativo de lluvias en las cuencas de la compañía debido a los dos años secos consecutivos. El período bianual 2010-2011, se encuentra en el 5% más seco de los últimos 49 años.

Los gráficos 2.3. y 2.4. muestran la evolución de la cota de los embalses Colbún y Chapo durante los años 2010 y 2011, respectivamente.

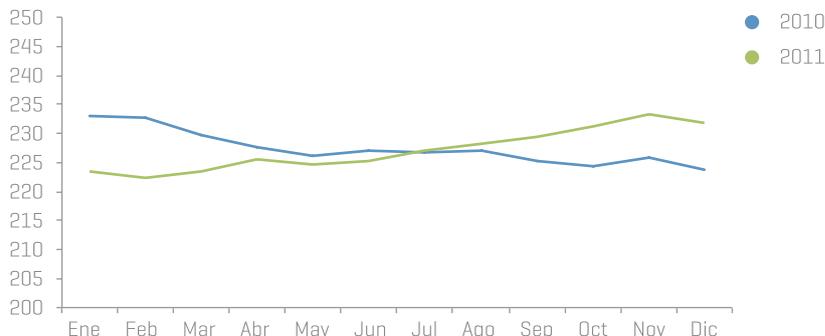
En estos dos últimos gráficos se evidencia la utilización de ambos embalses durante el año 2011 para la formación de la reserva hídrica de 500 GWh que dispuso el decreto de racionamiento preventivo dictado por la autoridad. Para el caso del embalse Colbún, se aprecia como la cota del embalse se mantuvo durante los meses de mayo, junio y julio. Para el caso del Lago Chapo a pesar de comenzar el 2011 con una cota bastante menor al 2010, el embalse fue aumentando su cota por la formación de la reserva hídrica.

Al 31 de diciembre de 2011, en Colbún había una reserva acumulada equivalente a 173,3 [GWh] y en Lago Chapo equivalente a 66,2 [GWh] lo que en conjunto representa cerca del 50% de la reserva total del SIC.

| Gráfico 2.3 | Cota del Embalse Cobún [msnm]



| Gráfico 2.4 | Cota Lago Chapo [msnm]





Caverna de Máquinas  
Central Hidroeléctrica Canutillar



### CONSUMO DE GAS NATURAL

Las entregas de gas natural desde Argentina durante el año 2011, fueron de 31,5 millones de m<sup>3</sup>, provenientes en su totalidad de gas contractual y fueron de baja relevancia para las necesidades de la Compañía. Además, se recibieron 472 millones de m<sup>3</sup> de gas proveniente de GNL de operadores locales.

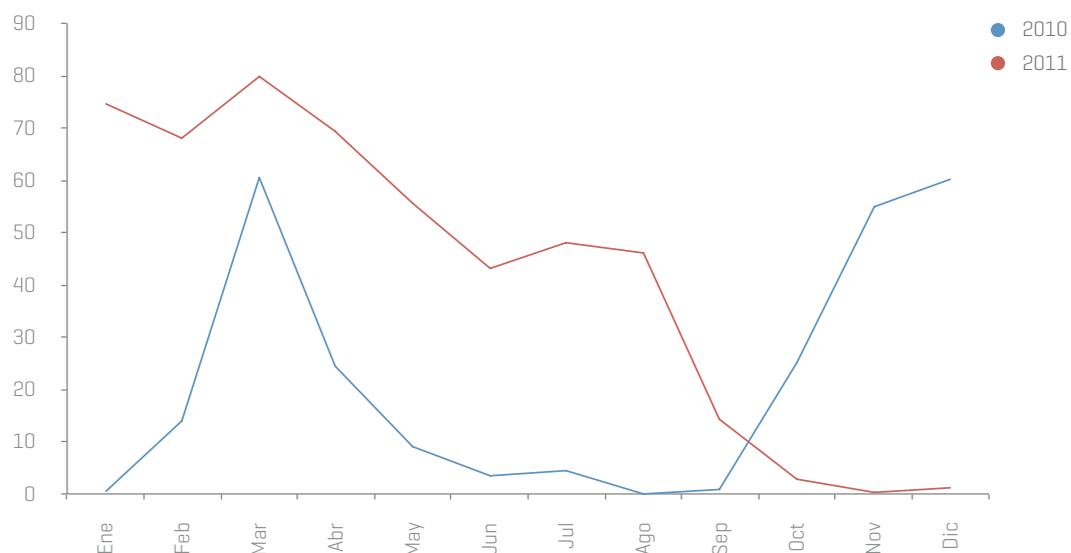
El consumo de gas natural aumentó considerablemente, debido al acuerdo logrado con ENAP, mencionado anteriormente. En el gráfico 2.5 se ilustra el consumo mensual de gas natural en las centrales del complejo Neuquén y las centrales Candelaria, para los años 2010 y 2011.

### CONSUMO DE PETRÓLEO DIESEL

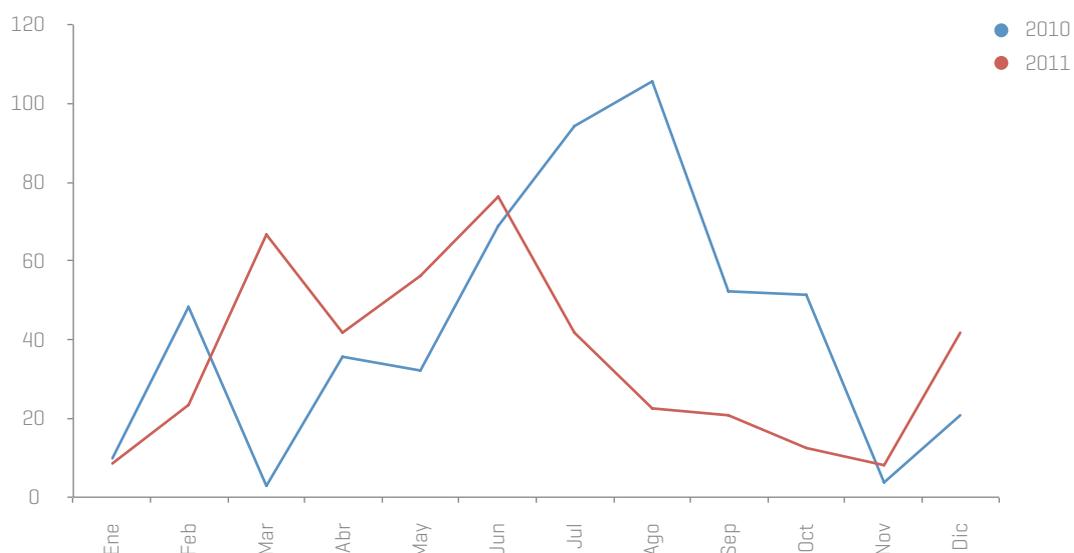
El total del petróleo diesel consumido durante el año 2011 fue de 420 miles de m<sup>3</sup>, principalmente dentro del período comprendido entre los meses de febrero y octubre, producto de las condiciones hidrológicas y de demanda del SIC, que durante la mayor parte de ese período hicieron necesario el despacho de un ciclo combinado y ciclos abiertos de Colbún con diesel. En el gráfico 2.6 se ilustra el consumo total mensual de petróleo diesel de las centrales térmicas de Colbún, para los años 2010 y 2011.

El petróleo diesel fue transportado a las centrales Antilhue,

| Gráfico 2.5 | Consumo gas natural en centrales de Colbún (millones m<sup>3</sup>)



| Gráfico 2.6 | Consumo petróleo diesel en centrales de Colbún (miles m<sup>3</sup>)

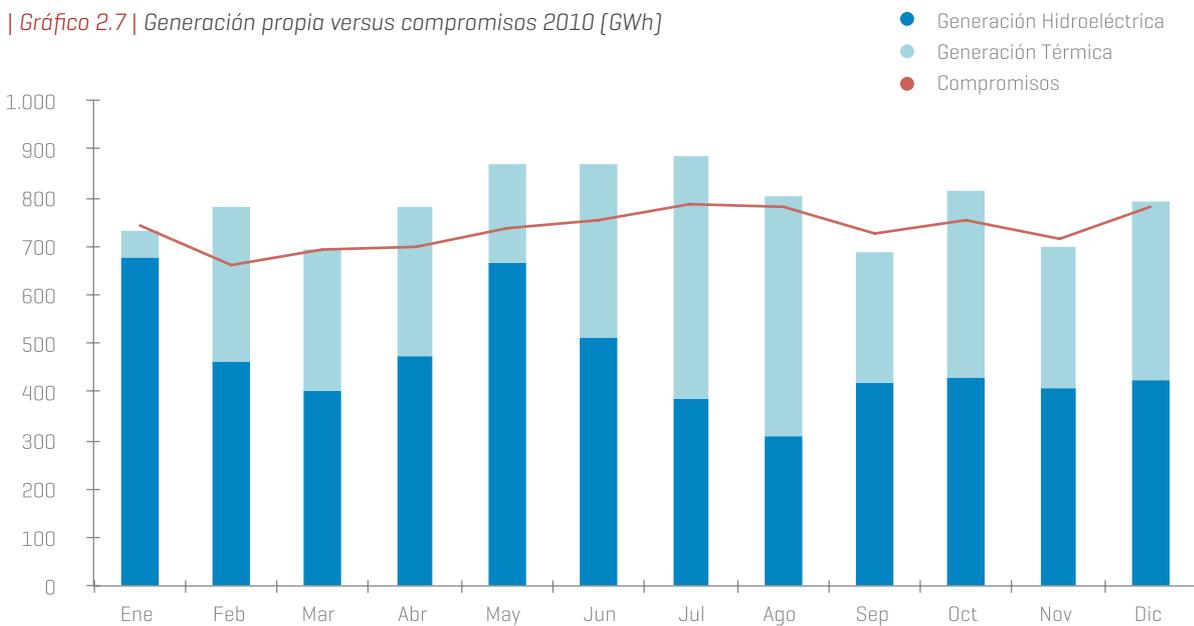


Candelaria y Los Pinos mediante camiones de las empresas distribuidoras y otros contratados directamente por Colbún. En el caso de Nehuenco, el transporte se hizo principalmente a través de oleoducto y, en menor medida, por camiones.

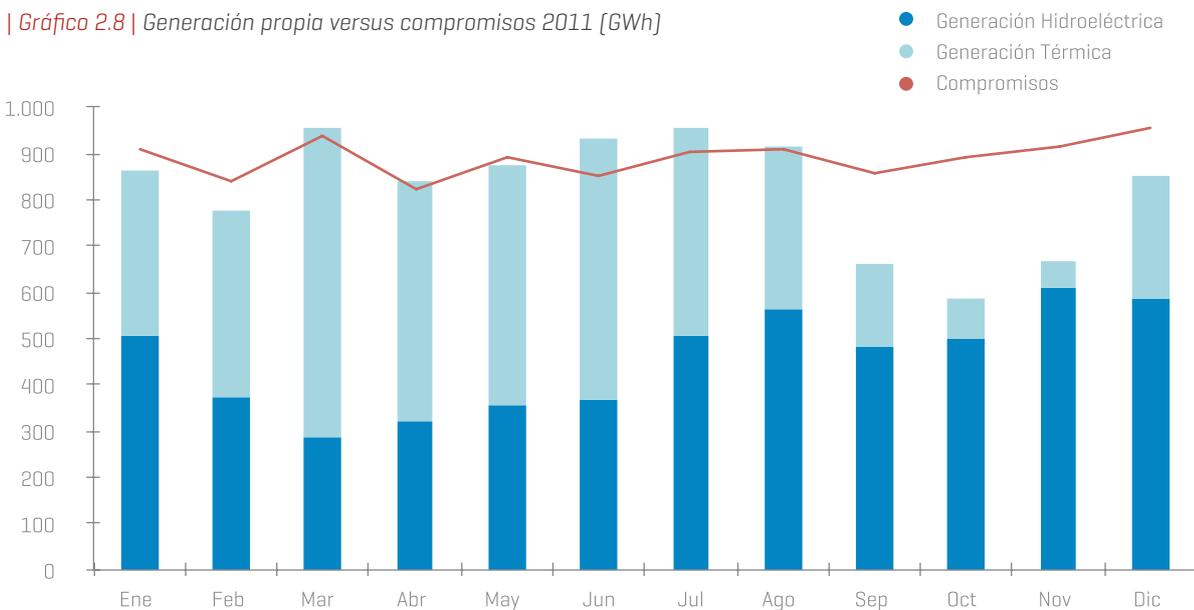
A modo de resumen, los gráficos 2.7 y 2.8 muestran el balance mensual para los años 2010 y 2011 de nuestros compromisos versus la producción térmica e hidráulica de energía.

Se observa que en la mayoría de los meses del año 2010 y hasta septiembre de 2011, los compromisos contractuales fueron cubiertos por la producción propia de Colbún y los últimos meses del año 2011 se debió comprar energía en el mercado spot debido a la baja en los precios de este mercado, lo cual se tradujo en un menor despacho de nuestras centrales térmicas. \*

| Gráfico 2.7 | Generación propia versus compromisos 2010 [GWh]



| Gráfico 2.8 | Generación propia versus compromisos 2011 [GWh]





# PROYECTOS DE INVERSIÓN

- ✦ Proyectos en ejecución
- ✦ Proyectos en desarrollo
- ✦ Proyectos en desarrollo junto a otras empresas



Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura

## Nuestro plan de inversiones busca crear valor de largo plazo, desarrollando proyectos e infraestructura energética que respondan a la demanda del país

*En Colbún estamos estudiando y ejecutando 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 producción eléctrica nacional, continuar la diversificación de nuestros riesgos de generación y generar valor para nuestros accionistas.*

En Colbún queremos ser actores relevantes en el desarrollo energético del país, basado en los principios de sostenibilidad, seguridad y competitividad.

Buscamos aportar nuestra cuota para llegar a tiempo con la cantidad, eficiencia y sostenibilidad adecuada, para satisfacer la demanda en las próximas décadas y asegurar, no solo una mejor calidad de vida para los chilenos, sino también aportar a la competitividad de nuestra economía y la productividad de nuestras empresas.

Entre estas iniciativas destacan los proyectos hidroeléctricos Angostura [316 MW], con casi 60% de avance y San Pedro [150 MW], cuyas obras principales se encuentran detenidas a la espera de los resultados de la nueva campaña de prospecciones y estudios de terreno que se están realizando. También existen otros proyectos en estudio sobre la base de derechos de agua que poseemos, lo que permitirán en el futuro el desarrollo de centrales de embalse o pasada, por aproximadamente 500 MW. Esta capacidad será complementada con el proyecto termoeléctrico Santa María I de 342 MW, que está en etapa de puesta en marcha, y que incrementará la seguridad de suministro a nuestros clientes.

A continuación, detallamos nuestros principales proyectos.

SANTA MARÍA  
**342** MW

ANGOSTURA  
**316** MW

SAN PEDRO  
**150** MW

VALPARAÍSO

SANTIAGO

RANCAGUA

TALCA

CONCEPCIÓN

LOS ÁNGELES

TEMUCO

VALDIVIA

PUERTO MONTT



Proyecto Central Termoeléctrica Santa María I

# Proyectos en ejecución

## PROYECTO CENTRAL TÉRMICA SANTA MARÍA I

*Descripción:* En la comuna de Coronel, en la Región del Biobío, se encuentra la central térmica Santa María I. Esta central está equipada con una turbina a vapor de 342 MW de potencia neta y con una caldera a carbón que utiliza tecnologías de abatimiento que permiten una alta eficiencia, disminuyen las emisiones y que significaron una importante inversión. La central está equipada con un avanzado sistema removedor de partículas (precipitador electrostático) y con un desulfurizador a base de agua de mar. También cabe mencionar que la central cuenta con una de las más modernas canchas de manejo de carbón automatizada y semi-cubierta.

*Avance:* El año 2011 correspondió al término de la construcción y montaje de las obras del proyecto Santa María I. En el período realizamos las pruebas relativas a la puesta en marcha, las que consistieron en ir probando gradualmente cada uno de los equipos y subsistemas de la planta. Durante este proceso se cumplieron importantes hitos, como la llegada de los primeros embarques y posterior descarga de carbón, el primer encendido de la caldera y la primera sincronización de la turbina, logrando llegar a generar a potencias superiores a 350 MW. Actualmente la central se encuentra en etapa

*El año 2011 correspondió al término de la construcción y montaje de las obras del proyecto Santa María I. En el período realizamos las pruebas relativas a la Puesta en Marcha, las que consistieron en ir probando gradualmente cada uno de los equipos y subsistemas de la planta.*

de ajustes de parámetros de la caldera y turbo-generador, control de temperaturas, equipos de abatimiento y rendimientos de los distintos sistemas. Cabe señalar que el proyecto se encuentra con un atraso relevante por incumplimientos del Contratista Principal, y en menor medida por efectos del terremoto del 27 de febrero de 2010. Tales incumplimientos han continuado durante la puesta en marcha lo que ha implicado que ésta ha sido más larga y errática que lo esperado.

#### PROYECTO CENTRAL HIDROELÉCTRICA ANGOSTURA

*Descripción:* El proyecto de la central hidroeléctrica Angostura considera aprovechar los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura mediante la construcción de un embalse de 641 hectáreas. Este proyecto contempla una capacidad instalada de 316 MW y una generación media anual de 1.542 GWh. La central se ubica 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 Biobío, Región del Biobío. Esta central de embalse de regulación mínima generará 241 GWh por km<sup>2</sup> de superficie inundada, demostrando su alta eficiencia. La energía eléctrica generada se inyectará

el término de las obras de excavación de la caverna de máquinas y el desvío del río Biobío. El primer hito consistió en la excavación subterránea de 160.000 m<sup>3</sup> de roca donde se emplazarán las tres unidades generadoras, constituida cada una de ellas por una turbina francis de eje vertical y un generador sincrónico, con sus respectivos transformadores de poder. El segundo hito fue el término de la construcción del túnel de desvío de 15 metros de altura y 324 metros de longitud, que permite secar un tramo de unos trescientos metros del cauce del río en donde se está actualmente construyendo la presa de hormigón rodillado. La central Angostura registra actualmente 2.700 trabajadores, de los cuales un 67% pertenece a la Región del Biobío y un 35% a mano de obra local.

#### PROYECTO LÍNEA DE TRANSMISIÓN ANGOSTURA - MULCHÉN

*Descripción:* El proyecto "Línea Alta Tensión Angostura - Mulchén" forma parte del proyecto global de construcción de la central hidroeléctrica Angostura y está destinado a inyectar la energía producida por la central al SIC, seccionando la línea existente de 2 x 220 kV Charrúa-Cautín. El proyecto se puede dividir en dos obras, la Línea Angostura - Mulchén, de 2x220 kV y 41 km de longitud y la Subestación [S/E] Mulchén destinada a seccionar la línea Charrúa-Cautín en las cercanías del pueblo de Mulchén.

*Avance:* Durante el año 2011, se realizó el ingreso de las Declaraciones de Impacto Ambiental, tanto de la línea como de la S/E Mulchén, al Servicio de Evaluación Ambiental siendo ambas votadas favorablemente por parte de la comisión evaluadora. Al mismo tiempo se avanzó en la ne-

gociación con los propietarios de los terrenos de la línea con un avance, que a la fecha, permite contar con más del 90% del trazado con acuerdos firmados. También finalizamos la ingeniería de detalle de la línea y la S/E Mulchén e iniciamos la licitación para los contratos principales de construcción cuyas ofertas, recibidas a fines de año, se encuentran en etapa de evaluación. Complementariamente, en diciembre se ejecutaron los trabajos de desvío de la línea Charrúa - Cautín, que permitieron despejar la zona donde se construirá la S/E Mulchén, y se iniciaron los trabajos de construcción de la plataforma para la subestación.

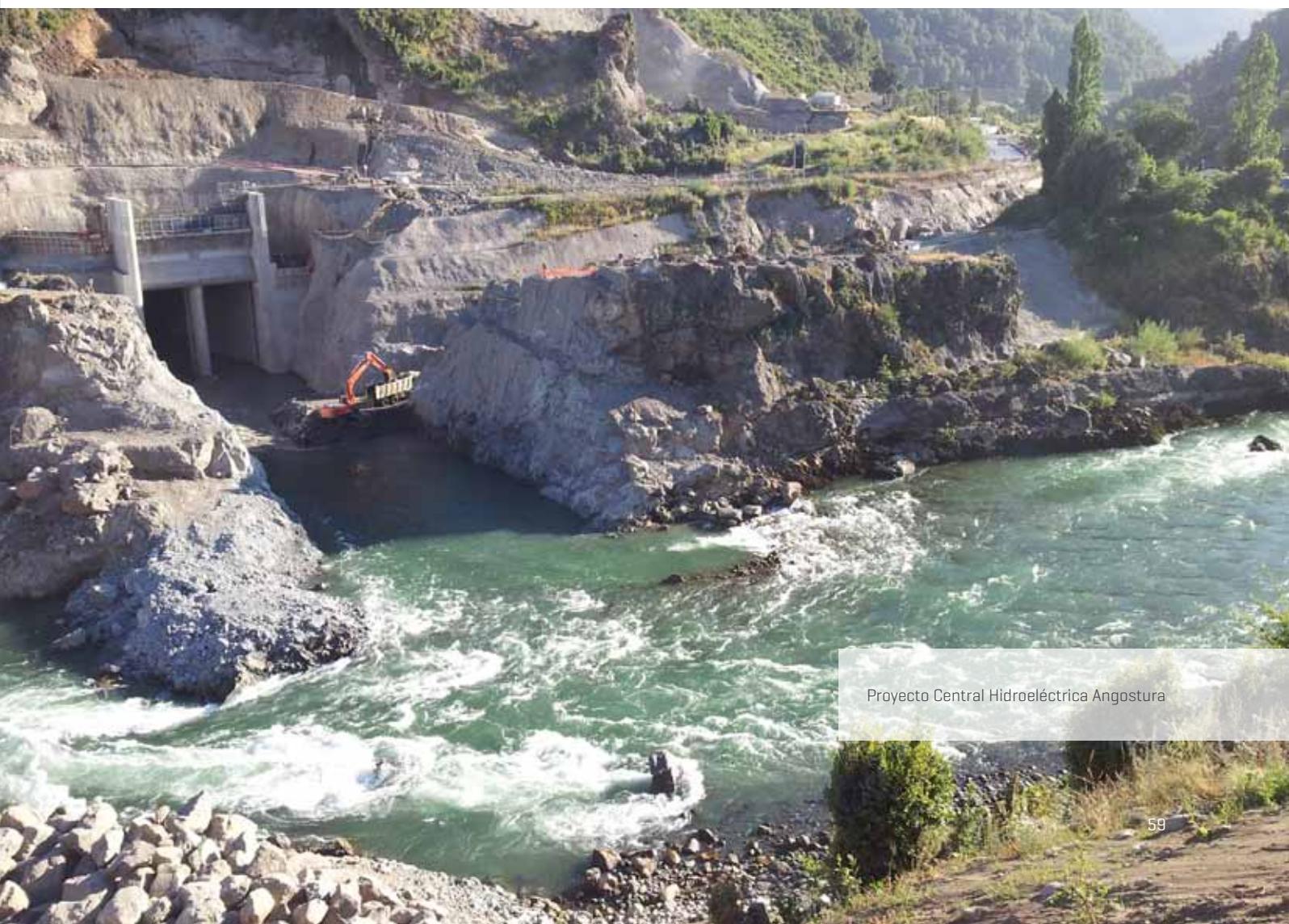
El proyecto Angostura se encuentra en la mitad de sus obras, con casi un 60% de avance en la construcción.

al Sistema Interconectado Central (SIC), a través de un tendido eléctrico de alta tensión hasta la subestación Mulchén a unos 40 km de la central.

*Avance:* A dos años del inicio de los trabajos de la central Angostura, el proyecto se encuentra en la mitad de sus obras, con casi un 60% de avance en la construcción. Esto coincide con haber alcanzado dos importantes hitos del proyecto:



Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura



Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura



Proyecto Central Hidroeléctrica San Pedro



Proyecto Central Hidroeléctrica San Pedro

### PROYECTO CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN PEDRO

*Descripción:* El proyecto central hidroeléctrica San Pedro se ubica 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 entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue. Este proyecto se conectará al Sistema Interconectado Central (SIC), a través de un tendido eléctrico de alta tensión en 220 kV hasta la subestación Ciruelos. La operación de la central será tal que la cota del embalse variará de forma mínima, lo que significa que el caudal aguas abajo de la central, no se verá alterado por su operación.

*Avance:* Durante el año 2011, con la participación y asesoría de distintos expertos internacionales, hemos continuado con las campañas de investigación geológica, geofísica y sísmica, para consolidar el conocimiento de las condiciones y características del terreno. Una vez terminados los estudios de terreno, se contratarán los estudios de ingeniería para la adecuación del actual proyecto, los cuales se presentarán a las autoridades competentes. El cronograma de construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la campaña de estudios adicionales, los cuales se encuentran en etapa de desarrollo.

### PROYECTO LÍNEA DE TRANSMISIÓN SAN PEDRO-CIRUELOS

*Descripción:* El proyecto línea de transmisión San Pedro - Ciruelos, va a permitir evacuar la energía de la central San Pedro al SIC mediante una línea de 220 kV y 40 km de longitud, que se conectará en la subestación Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

*Avance:* Las principales actividades desarrolladas durante el año 2011 fueron la licitación de la ingeniería y tramitación de los permisos sectoriales asociados a la intervención de las quebradas, por las obras asociadas a los caminos de construcción de la Línea. Además se presentó la solicitud de concesión eléctrica, por la construcción de la ampliación de la subestación Ciruelos y se elaboraron las respuestas a las observaciones presentadas a ésta. Paralelamente se prepararon los antecedentes para licitar los estudios y elaboración de la Declaración de Impacto Ambiental de la ampliación de la subestación Ciruelos.

### PROYECTO CONEXIÓN COLBÚN-ANCOA

*Descripción:* El proyecto "Conexión Colbún-Ancoa" tiene por objetivo mejorar la situación de estrechez de transmisión e incrementar la seguridad del sistema eléctrico. Este proyecto, ya en ejecución, consiste en la instalación de un cable subterráneo que interconecta las dos líneas de transmisión existentes. Antes de iniciar este proyecto, las propiedades de estas líneas correspondían a Transelec (500 kV) y Colbún (220 kV) respectivamente, operando de forma paralela e independiente. El proyecto de conexión permitirá que ambas líneas operen como apoyo recíproco, y en consecuencia aumentar en un 30% la capacidad de transmisión desde el sur hacia la Región Metropolitana.

*Avance:* En mayo de 2011 el proyecto fue aprobado, en el marco de los procedimientos establecidos en la legislación eléctrica vigente. Actualmente se encuentra en construcción y se estima que entrará en servicio durante el cuarto trimestre de 2012. \*



# Proyectos en desarrollo

## PROYECTO CENTRAL TÉRMICA SANTA MARÍA II

**Descripción:** Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la que está actualmente en construcción como mencionamos anteriormente.

**Avance:** Durante el año 2012 complementaremos los estudios y las evaluaciones del proyecto tanto desde el punto de vista técnico, comercial y financiero, para definir oportunamente el inicio de las obras si correspondiera.

## PROYECTO HIDROELÉCTRICO LA MINA

**Descripción:** El proyecto central hidroeléctrica La Mina se encuentra en la comuna de San Clemente a unos 110 km al oriente de la ciudad de Talca, Región del Maule. La central aprovechará energéticamente las aguas del río Maule desde una captación ubicada aguas abajo de la junta con el río Puelche, restituyéndolas al mismo río Maule 2 km aguas abajo del punto de captación. El proyecto contempla una capacidad instalada de 30 MW y una generación media anual de 160 GWh. La energía se inyectará en 220 kV al Sistema Interconectado Central (SIC) a través de un tap off a la futura línea Los Cóndores – Ancoa de propiedad de Endesa.

**Avance:** Durante la primera parte del año, se realizaron sondeos y estudios de la factibilidad geológica-geotécnica, para consolidar el conocimiento del terreno y analizar las posibles alternativas de desarrollo por ambos márgenes del río. La RCA del proyecto fue aprobada en noviembre 2011, y a fines de año se dio inicio a la ingeniería del proyecto y complementariamente, se llevaron a cabo las negociaciones con los propietarios de los terrenos. Se detectaron oportunidades de optimización al proyecto que serán presentadas al SEA durante el año 2012.

## PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS EN ESTUDIO

Durante el año 2011 se realizaron estudios de prefactibilidad técnica, económica y ambiental y estudios de factibilidad para proyectos hidroeléctricos, que utilizarían derechos de agua que Colbún posee en las regiones de Biobío, Valparaíso y el Maule principalmente, que nos permitirán desarrollar proyectos por aproximadamente 500 MW. En forma complementaria se han buscado nuevos aprovechamientos de menor escala en la cuenca del Maule, en particular del tipo mini-hidro destacándose Duao, Pando y ODT, las cuales obtuvieron su aprobación ambiental durante el año 2011 y suman en total 3 MW.

## OTROS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Colbún está estudiando diversos proyectos, dentro de los cuales se encuentran los proyectos de Energías Renovables No Convencionales.

Durante el año 2011 se analizaron diversos proyectos de mini centrales, las cuales utilizarían derechos de aguas de asociaciones de regantes, empresas y particulares.

En cuanto a los desarrollos eólicos se ha continuado con el proceso de estudios propios iniciado en el año 2009, con la instalación de torres de medición, para lo cual ha sido necesario renovar los acuerdos con propietarios y proveedores de servicios. Adicionalmente se han mantenido conversaciones con diversos desarrolladores de este tipo de proyectos. Sin embargo, no se han concretado acuerdos en este ámbito aún.

En cuanto a la energía geotérmica, durante el año 2011 se han desarrollado trabajos de exploración en las concesiones de exploración de Alitar y Colimapu, con el apoyo de consultores especializados, cuyos resultados nos permitirán hacer un análisis detallado de su potencial y de los pasos a seguir. \*

# 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 recibió la aprobación ambiental en mayo 2011. La Resolución

de Calificación Ambiental (RCA) fue objeto de recursos de protección presentados por grupos opositores al proyecto. Tanto la Corte de Apelaciones de Puerto Montt como la Corte Suprema, rechazaron la totalidad de los recursos de protección presentados contra la RCA del proyecto. Respecto al proyecto de las centrales de generación, sólo está pendiente la vista por parte del Comité de Ministros de las reclamaciones presentadas tanto por HydroAysén como por grupos opositores al proyecto.

En la actualidad Hydroaysén se encuentra en proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de la ingeniería y de difusión de su proyecto de transmisión. \*



Zona Volcán Altitrillón  
Región de Antofagasta



# SOSTENIBILIDAD

- ✦ Política de Sostenibilidad
- ✦ Inversionistas
- ✦ Trabajadores
- ✦ Medio Ambiente
- ✦ Comunidad y Sociedad
- ✦ Contratistas
- ✦ Clientes y Proveedores



Central Hidroeléctrica Canutillar

## Estrategia de Sostenibilidad

*Durante el año 2011, hemos trabajado en actualizar nuestra estrategia y principales desafíos, los que en el contexto actual, deben ser elementos vivos y dinámicos.*

Primero definimos, ¿qué queremos ser? Una empresa chilena referente en la generación de energía segura, competitiva y sustentable [nuestra visión]. Luego contestamos la pregunta, ¿qué hacemos? Buscamos generar valor en un horizonte de largo plazo desarrollando y gestionando activos de infraestructura energética, integrando con excelencia las dimensiones económicas, técnicas, medioambientales y sociales [nuestra misión].

Pero tan importante como el ¿qué hacemos?, es el ¿cómo lo hacemos?, y por ello nos hemos dado valores que guían nuestro actuar: integridad porque somos transparentes y consecuentes con nuestras palabras y compromisos; excelencia porque trabajamos orientados al logro de resultados con un permanente sentido de calidad y de responsabilidad; pasión porque estamos convencidos de que nuestra energía es esencial para el desarrollo de Chile; innovación porque buscamos soluciones creativas para enfrentar los riesgos y oportunidades de nuestra industria, y colaboración porque nos comprometemos a una incesante búsqueda por alianzas de beneficio mutuo.

Y también nos hemos preguntado ¿para quién? y nuestra respuesta ha sido el lanzamiento de nuestra Estrategia de Sostenibilidad, que si bien tiene en su centro el objetivo de toda empresa como es la generación de valor de largo plazo para nuestros accionistas, incorpora a todos nuestros grupos de interés.

Como parte del lanzamiento de nuestra Estrategia de Sostenibilidad, a partir del año 2012 publicaremos anualmente nuestro Reporte de Sostenibilidad en el cuál daremos cuenta de todos los indicadores que miden nuestro desempeño en materia de sostenibilidad según la metodología del Global Reporting Initiative [GRI]. En las siguientes secciones de este documento entregaremos un resumen de las principales actividades que se han realizado en el ámbito de cada uno de nuestros grupos de interés durante el año 2011. ✱



- Valor para Chile
- Valor para Colbún



## Inversionistas

En medio de nuestra búsqueda de rentabilidad en el largo plazo, se encuentran nuestros inversionistas. Por esta razón, hemos trabajado constantemente en mantener un buen canal de comunicación con ellos, que les permita conocer la compañía a través de nuestro equipo de Investor Relations. Este está dedicado a atender las consultas y solicitudes de reuniones de todo inversionista y analista del sector eléctrico. Una gran oportunidad para conocer e interactuar con actuales o potenciales inversionistas son las conferencias del tipo reunión "one on one". Durante el año 2011 podemos mencionar las siguientes conferencias en que hemos participado:

- Santander 15th Annual Latin American CEO Conference, realizada durante tres días de enero en Cancún, México.
- Larraín Vial 5th Annual Andean Conference, realizada durante dos días de marzo en Santiago, Chile.
- Corpbanca 2da Cumbre Latinoamérica Mercado Integrado, realizada durante dos días de noviembre en Santiago, Chile.

El último capítulo de esta memoria agrupa varios temas que pueden ser de particular interés para nuestros inversionistas y analistas, tal como información constitutiva y de carácter financiero, factores de riesgo, hechos relevantes del año 2011, entre otros. \*



Central Termoeléctrica Candelaria

# Trabajadores

A través de distintas iniciativas y programas realizados, en 2011 buscamos seguir cumpliendo con la misión de gestionar adecuadamente una organización eficiente, efectiva, comunicada y alineada, con profesionales motivados y capacitados, que visualicen claramente sus posibilidades de desarrollo; y con supervisores que sean líderes de sus equipos y que cuenten con los elementos necesarios para gestionarlos y dirigirlos efectivamente.

## PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2011, la dotación del personal de Colbún S.A. (incluidas las filiales) alcanzó 922 empleados tal como se indica en la tabla 3.1. El aumento exhibido en la dotación se explica principalmente por el crecimiento que presentaron la División Finanzas y Administración, la División Negocios y Gestión de Energía, y la Gerencia de Asuntos Corporativos. Esto refleja el fortalecimiento de diversas áreas y procesos de la compañía para apoyar su crecimiento.

**TABLA 3.1. DOTACIÓN PERSONAL**

	2009	2010	2011
Ejecutivos	48	50	57
Profesionales y Técnicos	466	559	571
Otros Trabajadores	233	280	294
TOTAL	747	889	922



Celebración Aniversario 25 años de Colbún

*Uno de los focos de nuestro Modelo de Gestión de Personas y Equipos es contar con los mejores talentos en las distintas áreas de la Compañía.*

#### MODELO DE GESTIÓN DE PERSONAS Y EQUIPOS

El Modelo de Gestión de Personas y Equipos de Trabajo se inició en 2009 y tiene por objetivo monitorear permanentemente ciertos aspectos que permitan desarrollar planes de acción específicos para quienes trabajan en la Compañía, de manera de conseguir en forma sostenida el desarrollo organizacional que Colbún se ha propuesto. Este plan se sustenta en cuatro pilares fundamentales: la Evaluación de Desempeño, la Evaluación Ascendente, el Estudio de Clima Laboral y la Evaluación de Servicio Interno.

Con estas 4 herramientas buscamos recabar la información necesaria para construir indicadores individuales y globales que ayuden a hacer seguimiento para una adecuada gestión de personas, y que permitan instalar una cultura y un liderazgo común.

Jefes que aprendan a ser mejores líderes, trabajadores en una

mejora continua tanto personal como profesional, y áreas de apoyo que entreguen un servicio más eficiente y efectivo, son algunas de las características que buscamos lograr con la implementación de este modelo.

#### SELECCIÓN: BUSCANDO ATRAER LOS MEJORES TALENTOS

Uno de los focos de nuestro Modelo de Gestión de Personas y Equipos es contar con los mejores talentos en las distintas áreas de la Compañía. Es por esto que durante los últimos años se ha trabajado intensamente para mejorar las fuentes de reclutamiento externas, generando convenios con los mejores portales de empleo y universidades y participando en importantes ferias laborales [ver tabla 3.2]. Al mismo tiempo, incentivamos el desarrollo de nuestros empleados ofreciendo oportunidades para llenar vacantes a través de concursos internos.



**TABLA 3.2.** PARTICIPACIÓN EN FERIAS DE TRABAJO

2009	2010	2011
Trabajando.com	Feria Pontificia Universidad Católica de Chile Ingeniería Comercial	Feria Pontificia Universidad Católica de Chile Ingeniería Comercial
Feria Pontificia Universidad Católica de Chile Ingeniería Civil	Feria Pontificia Universidad Católica de Chile Ingeniería Civil	Feria Duoc UC
	Feria Duoc UC	Feria Prácticas Universidad de Chile
	Feria Prácticas Universidad de Chile	

**CAPACITACIÓN Y DESARROLLO**

Para apoyar el desarrollo de nuestro personal, durante el año 2011 hemos aumentado las horas de formación y la inversión en comparación al año 2010. En la tabla 3.3 se pueden apreciar nuestros indicadores de becas y en la tabla 3.4 nuestros indicadores de capacitación.

**TABLA 3.3. INDICADORES BECAS**

Año	Becas		Costo		Becas		Costo	
	Pregrado	Empresa [US\$]	Postgrado	Empresa [US\$]	Inglés	Empresa [US\$]		
2011	37	62.806	6	51.903	-	-	-	-
2010	36	65.086	5	47.556	77		17.225	
2009	30	45.991	-	-	23		8.500	

**TABLA 3.4. INDICADORES CAPACITACIÓN**

Año	Nº	Nº	Nº	Horas	Costo
	horas	cursos	participantes	Hombre	Empresa [US\$]
2011	22.100	355	1.736	42.350	637.262
2010	5.848	333	3.086	36.222	337.512
2009	4.250	213	701	12.407	147.176

Uno de los programas destacados del año 2011 fue "Capacitate" en el que participaron 119 personas de Santiago en cursos presenciales de Excel, Presentaciones Efectivas, Administración del Tiempo y Redacción de Informes.

Adicionalmente, y con el objetivo de dar a conocer los aspectos más importantes del quehacer de nuestra Compañía y contar con colaboradores que se adapten mejor y más rápidamente a sus funciones, se desarrolló la nueva Inducción Corporativa Colbún. En formato de e-learning, fue realizada por 120 personas durante sus primeras semanas de trabajo en nuestra empresa.

También se continuó con el Programa de Liderazgo que comenzó en 2009, incorporando este año a todas las Jefaturas Intermedias de Centrales. A través de capacitaciones dirigidas a supervisores se buscó seguir desarrollando habilidades de liderazgo y profundizar en los conceptos del Modelo de Gestión de Personas.

Este año realizamos, por primera vez, una actividad piloto de formación, dirigida a los familiares de nuestros trabajadores. Se efectuaron dos cursos de Banquetería, de 80 horas cada uno, en el que participaron 30 mujeres, familiares de trabajadores de las centrales del Aconcagua.

## CULTURA ORGANIZACIONAL

En septiembre de 2011 se llevó a cabo la medición de cultura organizacional a través del instrumento que realiza anualmente el Great Place to Work® Institute. El objetivo de esta herramienta es conocer cómo es el ambiente y la cultura que vivimos en nuestro lugar de trabajo y cómo lo estamos haciendo en relación a la gestión de las personas que forman parte de nuestra empresa, para así potenciar y trabajar aquellos aspectos que nos permitan ser un mejor lugar para trabajar. Esto, a la vez, nos ayuda también a compararnos con las mejores empresas de nuestro país y tenerlas como referente en cuanto al camino que debemos seguir.

La tasa de respuesta del estudio fue de un 81%, correspondiente a 726 encuestas respondidas.

Las dimensiones mejor evaluadas fueron Orgullo y Camaradería y las que presentan mayores oportunidades de mejora son Respeto e Imparcialidad.

El foco tras estos resultados será potenciar aún más las fortalezas identificadas y trabajar aquellos aspectos que representan oportunidades de mejora. Para lograr lo anterior, te-

nemos planificado trabajar durante el año 2012 en realizar acciones que ayuden a obtener mayor información de las áreas con resultados más bajos (acciones como entrevistas y focus groups, entre otros). Tales instrumentos nos permitirán realizar un diagnóstico con el que aplicaremos planes de acción individuales y corporativos a los que haremos seguimiento respectivo, para finalmente analizar su impacto en el clima laboral de nuestra organización.

## ACTIVIDADES DE INTEGRACIÓN CON LA FAMILIA

Acercar a las familias de nuestros empleados a la empresa es también uno de los objetivos que persigue la Gerencia de Organización y Recursos Humanos. Por ello, durante 2011 se realizaron distintas actividades con este propósito:

- **Charlas Culturales:** Por segundo año consecutivo Colbún suscribió una alianza con la Red Cultural de la Universidad Gabriela Mistral para realizar un ciclo de 4 conferencias culturales cuya temática fue "Grandes Conquistadores" y donde en total asistieron más de 300 trabajadores de Santiago junto a sus familiares.



Charla Cultural "Guillermo el Conquistador"  
Expositor: José Manuel Cerda



- **Día del Trabajo con hijos:** Por primera vez se llevó a cabo esta iniciativa no sólo en Santiago, sino también en nuestras centrales Carena, Nehuenco, Los Quilos y Colbún. Durante la jornada los hijos de nuestros trabajadores vivieron la experiencia de conocer las instalaciones donde trabajan sus padres y madres, hacer un recorrido por las centrales y participar de entretenidas actividades.
- **Premiación Excelencia Académica:** Buscando incorporar y reconocer a las familias de nuestros empleados, premiamos por tercer año a los niños y jóvenes que obtuvieron un rendimiento académico destacado en el año 2010, tanto en el ámbito escolar como universitario. Se premiaron 107 niños de enseñanza básica y media y nueve jóvenes universitarios.
- **Navidad Solidaria:** Gracias al compromiso de los trabajadores de Colbún y sus familias, muchos niños, jóvenes y adultos mayores en las localidades cercanas a nuestras instalaciones fueron visitados y recibieron un regalo en Navidad. En Santiago, con el apoyo de la Gerencia de Organización y Recursos Humanos, los trabajadores se organizaron para hacer llegar un regalo especial a 100 niños entre 6 y 17 años, del Programa de Prevención Comunitaria del Hogar de Cristo en esa comuna.
- **Navidad en Familia:** Actividades al aire libre y en familia, comida y la infaltable visita del Viejo Pascuero con regalos, fueron la tónica de las celebraciones navideñas en nuestras centrales, proyectos y en Santiago.
- **"Decora tu árbol":** Luego del éxito de las primeras versiones del concurso de diseño que convocó a las familias de Colbún a "iluminar" la estrella de Belén y a pintar un árbol de Navidad, en 2011 se invitó a todos los trabajadores de Colbún a diseñar un bonito adorno para decorar el árbol de sus respectivas centrales, proyectos y oficinas.

#### COMUNICACIONES INTERNAS

Con el objetivo de mantener a la organización alineada y trabajar en la unificación de su cultura, implementamos un plan

de comunicaciones internas que utiliza la Intranet como medio troncal. Adicionalmente contamos con un Diario Mural que reciben mensualmente todas las oficinas de la Compañía con el objetivo de mejorar y facilitar el acceso de cada persona a la información de las distintas acciones y proyectos en los que se está trabajando.

#### NEGOCIACIÓN COLECTIVA

En cuanto a relaciones laborales, durante 2011 no se realizaron negociaciones colectivas con los trabajadores, ya que los contratos colectivos actuales se mantuvieron vigentes por todo el año.

#### 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, el desenvolvimiento del negocio y el desarrollo de los proyectos. Durante el año 2011, las remuneraciones totales percibidas por el nivel ejecutivo alcanzaron los US\$ 8.889.611 (versus 2010: US\$ 7.193.590), ambos valores en cifras nominales. Por otra parte, la Compañía pagó US\$ 804.712 (versus 2010: US\$ 364.448) en indemnizaciones a ejecutivos.

#### PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES

En materia de Seguridad y Salud Ocupacional, la Compañía ha mantenido un constante crecimiento, en beneficio de cada uno de nuestros trabajadores.

Beneficios que se ven reflejados, cuando vemos que la Seguridad y Salud Ocupacional ya no es una carga impositiva para nuestros trabajadores, sino por el contrario, ya está incorporada en el trabajo, y también se aplica en sus hogares.

Debemos mencionar que nuestra preocupación la hacemos extensiva a nuestros contratistas, subcontratistas y sus trabaja-

dores permitiendo que se sientan integrados a nuestra gestión preventiva.

La preocupación por la Seguridad y Salud Ocupacional es responsabilidad de todos los trabajadores de la Compañía y el rol que a cada uno le compete debe ser cumplido como parte inherente a su gestión normal, para ello contamos con una Política Integrada de Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional. Esta política es la base de nuestro Sistema de Gestión Integrado de Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional (SGI) que aplica en todas nuestras centrales en operación, y que fue certificado bajo las normas OSHAS 18.001 e ISO 14.001 en el año 2010. Durante el año 2011, el SGI se consolidó con la auditoría de seguimiento de Bureau Veritas, sin No Conformidades en todas las centrales, manteniéndose así la certificación bajo ambas normas.

El mantener y mejorar los estándares en materia de Seguridad y Salud Ocupacional, ha permitido llevar nuestros índices de seguridad a valores muy bajos. Durante el año 2011, las centrales térmicas no tuvieron accidentes con tiempo perdido y las centrales hidráulicas registraron solo un accidente con tiempo perdido, pero no de gravedad, lo que en definitiva permitió lograr índices de seguridad excelentes (tasa de accidentabilidad de 0,22 y tasa de siniestralidad de 1,42 en toda la Compañía) con un total de 2,2 millones de hora hombre trabajadas en el año, muy por debajo de las tasas 2010 de las empresas del rubro (tasa de accidentabilidad de 2,3 y tasa de siniestralidad de 40,8 respectivamente).

En materia de Salud Ocupacional, durante el año 2011 trabajamos con la asesoría de médicos especialistas en Medicina del Trabajo, quienes en coordinación con las mutualidades nos ha permitido poner en aplicación un eficiente programa de control de la medicina ocupacional. Lo anterior nos permitió además del cumplimiento regulatorio, establecer un eficiente control de los exámenes pre-ocupacionales y ocupacionales, identificando claramente los requerimientos para cada puesto de trabajo, y también hacer un seguimiento eficaz de los casos que así lo requieran. \*

# Medio Ambiente

## CAMBIO CLIMÁTICO

Conscientes que el cambio climático es uno de los más grandes desafíos a nivel internacional, durante 2011 continuamos desarrollando e implementando medidas concretas en este ámbito.

- Logramos la emisión de 350 mil bonos de carbono voluntarios bajo el estándar voluntario del Verified Carbon Standard (VCS), asociados a la operación de las Centrales Quilleco y Hornitos previo a su registro Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto.
- Medimos y reportamos públicamente al Carbon Disclosure Project (CDP) la huella de carbono (alcances 1, 2 y 3), además de efectuarse su primera auditoría de verificación externa por la empresa auditora Ernst & Young.
- Inauguramos la central San Clemente, que es la cuarta central que la empresa registra bajo el estándar MDL. A ella se suman las centrales Chacabuquito y Hornitos, en la Región de Valparaíso, y la central Quilleco, en la Región del Biobío, las que en conjunto generaron una reducción de emisiones de aproximadamente 345.000 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes durante 2011.

Estos logros, además de poner en evidencia el espíritu innovador y nuestra preocupación por el cambio climático, demuestran que el desarrollo sustentable y la medición de la huella de carbono pueden traducirse en resultados económicos al ser incorporados al negocio de la compañía.



Sandillón [*Eriosyce sandillon*]  
Centrales del Aconcagua

*Logramos la emisión de 350 mil bonos de carbono voluntarios bajo el estándar voluntario del Verified Carbon Standard (VCS), asociados a la operación de las Centrales Quilleco y Hornitos.*



Bosque Siempreverde  
Central Hidroeléctrica Canutillar



Dedalera (*Digitalis purpurea* L.)  
Central Hidroeléctrica Canutillar

## GENERANDO PERMISOS AMBIENTALES PARA NUESTRAS ACTIVIDADES

Como parte de las necesidades para apoyar el crecimiento de Colbún, mediante el desarrollo y construcción de nuevas centrales generadoras y líneas de transmisión, procuramos tramitar los permisos correspondientes que aseguren no sólo el cumplimiento de la legislación y normativa aplicable, sino también que permitan ejecutar las actividades de construcción de acuerdo a la programación y una posterior operación segura en términos medioambientales y operacionales. Estos permisos requieren en varios casos del ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) mediante Estudios o Declaraciones de Impacto Ambiental. En el transcurso del año 2011, obtuvimos la aprobación de seis permisos ambientales, mediante la tramitación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y cinco Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA), los cuales se mencionan a continuación:

- EIA Central Hidroeléctrica La Mina
- DIA Minicentral Hidroeléctrica Pando
- DIA Minicentral Hidroeléctrica Duao
- DIA Minicentral Hidroeléctrica ODT
- DIA Línea de Transmisión Eléctrica Angostura – Mulchén
- DIA Subestación Eléctrica Mulchén

Asimismo, procuramos actualizar los permisos en caso de ser necesario, mediante presentaciones a las autoridades correspondientes o ingresando al SEIA, según corresponda.

## CUIDANDO EL RECURSO HÍDRICO

Tenemos una vocación hidroeléctrica, razón por la cual los recursos hídricos son fundamentales para la Compañía. Reflejo de esto son las distintas iniciativas que hemos impulsado con regantes y canalistas de las zonas donde se encuentran nuestras instalaciones, con el objetivo de mejorar la eficiencia en el uso del agua. Como por ejemplo, el desarrollo de nuevas centrales para aprovechar remanentes energéticos –como lo son Chiburgo y San Clemente– y la medición y reporte oficial de nuestra huella del agua. Es así como Colbún es la primera empresa en Chile en reportar oficialmente su huella del agua al Water Disclosure Project en 2011.

## CUIDANDO LA BIODIVERSIDAD

En Colbún tenemos el compromiso de minimizar los impactos negativos de nuestras instalaciones para garantizar la protección de la salud y la realización de una actividad amigable con el medioambiente, trabajando por un desarrollo sostenible de Chile.

En concordancia con esto, durante 2011 no se constataron im-

pactos significativos sobre la biodiversidad, tanto en aquellos asociados a los recursos hídricos y hábitats relacionados como en aquellos vinculados a bosques u otros hábitats terrestres. Para ello, los efluentes líquidos y las emisiones atmosféricas son descargados y monitoreados de acuerdo a los permisos ambientales y regulaciones asociadas, y los residuos sólidos son gestionados a través de empresas especializadas en su reciclaje y/o disposición final.

Por su parte, las emisiones atmosféricas y residuos líquidos generados son sometidos a las normas de emisión requeridas por la autoridad y monitoreados para verificar su cumplimiento.

## SISTEMAS DE GESTIÓN

Con el objetivo de garantizar el cumplimiento de las regulaciones y de los compromisos voluntarios adquiridos por Colbún, así como de un mejoramiento continuo en el desempeño ambiental de sus operaciones, todas las centrales de la compañía poseen un Sistema de Gestión Integrado (SGI) de Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional certificado bajo las normas ISO 14.001 y OHSAS 18.001, permitiendo la implementación de las acciones correctivas requeridas de forma inmediata y eficaz. Durante el año 2011 se consolidó el SGI con su auditoría de seguimiento, a cargo de Bureau Veritas, en el cual se registraron cero No Conformidades en todas las centrales.

Asimismo, a partir de 2011 todos los planes de mantenimiento se hacen bajo un sistema de administración automático, llamado SAP-PM. Al estar todo el programa de mantenimiento automatizado, podemos evitar fallas correctivas y tenemos mejor control respecto a los desajustes, lo que ayuda a la menor generación de emisiones y a minimizar los riesgos de accidentes como descargas o fugas.

## DISTINCIONES

Como consecuencia de las iniciativas antes descritas, durante el año 2011, Colbún fue distinguida con:

- 1er lugar en categoría “Mejor Huella de Carbono 2011” [Cámara Chileno Británica de Comercio].
- 6to lugar en el ranking de las empresas mejor preparadas para enfrentar el cambio climático [revista Capital y Fundación Chile]. \*

En el transcurso del año 2011,  
Colbún obtuvo la aprobación  
de seis permisos ambientales

## Comunidad y Sociedad

Trabajamos asociativamente con nuestras autoridades, comunidades, gremios y medios de comunicación, buscando la creación de Capital de Confianza y potenciando el Desarrollo Local. Nuestro objetivo es ser y ser reconocidos como una empresa que agrega valor compartido sostenible con sus comunidades vecinas. Nuestra Política de Relaciones Comunitarias se enmarca dentro de la Política de Sostenibilidad, que tiene como fin generar valor de largo plazo para cada uno de nuestros grupos de interés.

De este modo nos comprometemos a:

- Construir y mantener relaciones asociativas y participativas con la comunidad en base al diálogo transparente y colaborativo. Para esto desarrollaremos diversas instancias de comunicación y fortaleceremos el liderazgo de los miembros de la comunidad con el fin de Generar relaciones permanentes basadas en la Confianza.
- Promover el desarrollo de la economía local por medio de la inversión en nuestras centrales y proyectos de infraestructura eléctrica. Para esto potenciaremos el empleo local y apoyaremos a proveedores locales para que se incorporen a nuestra cadena de valor. Nuestro fin es Generar Oportunidades, maximizando la inversión en las localidades de las cuales somos parte.
- Impulsar colaborativamente el desarrollo de la comunidad por medio de proyectos innovadores y sostenibles de impacto social, vinculados al fomento productivo, la educación y la promoción del deporte. Nuestro fin es Generar calidad de vida hoy y para el Futuro.

A continuación destacamos las iniciativas más relevantes que se realizaron durante el año 2011.



Lanzamiento Programa "Energía para Emprendedores" de Santa Bárbara y Quilaco

## COMPLEJO HIDROELÉCTRICO COLBÚN – REGIÓN DEL MAULE

El complejo Colbún agrupa la operación de 5 centrales hidroeléctricas, que se ubican tres comunas: Colbún, Yervas Buenas y San Clemente.

Durante el año 2011, hemos querido marcar una nueva etapa con la implementación de varias iniciativas alineadas con nuestra política de relacionamiento comunitario.

En total durante el año 2011, se realizaron alrededor de 80 reuniones con vecinos y autoridades de la zona y aproximadamente 1.100 personas visitaron nuestras centrales del Maule.

En el ámbito de “Generando Confianza” a modo de ejemplo podemos mencionar la **inauguración de la Casa de la Energía**. Este es un centro interactivo abierto al público destinado a generar confianza y cercanía entre la empresa y la comunidad, sobre la base de explicar quiénes somos y qué hacemos, de manera entretenida y didáctica. En el recinto se explica el proceso de generación de energía y su importancia para la vida cotidiana de las personas. Otra iniciativa para acercarnos más a los vecinos de nuestras centrales del Maule ha sido el **Lanzamiento del boletín “Más Energía”**, el que al igual que en otras localidades, nos ha permitido no sólo difundir noticias de la empresa, sino también transmitir información y noticias a la comunidad de su propio interés. Durante el año 2011 alcanzamos a repartir 2 ediciones del boletín en más de 4.000 ejemplares cada una.

En el ámbito “Generando Futuro”, nuestras siguientes 3 iniciativas son una muestra de proyectos cuyo objetivo es generar acuerdos que nos permitan hacer un aporte de valor, sostenible y de largo plazo, a las comunidades donde estamos insertos. En este sentido destaca el **Aporte a la Reconstrucción del Liceo Marta Donoso Espejo**. Uno de los liceos emblemáticos de Talca, cuenta con 1.500 alumnos y posee un internado donde acoge a estudiantes de toda la región. Nuestro aporte será destinado a la construcción y equipamiento de un Centro de Estudios, Ciencia y Tecnología que albergará la biblioteca, talleres y laboratorios. Luego el **Convenio Universidad de Talca para la implementación de la carrera de riego tecnificado** propone la introducción de esta carrera en el Liceo de Colbún, para otorgar nuevas oportunidades de capacitación y desarrollo a cientos de niños en situación vulnerable. Finalmente el **Convenio con regantes del Canal Maule Sur** tiene por objeto trabajar con esta asociación en la suscripción de acuerdos de ahorro de agua de mutuo beneficio, la implementación de técnicas de riego eficiente y el desarrollo conjunto de mini centrales hidroeléctricas en canales de riego.

## PROYECTO SANTA MARÍA - REGIÓN DEL BIOBÍO

En la comuna de Coronel estamos desarrollando nuestra primera central térmica a carbón. Desde el inicio del proyecto en 2006, hemos estado en permanente contacto con la comunidad, llevando a cabo actividades en los 3 ámbitos de la política de relacionamiento comunitario: Generando Confianza, Generando Oportunidades y Generando Futuro. En el caso de la central Santa María, la gran mayoría de nuestros proyectos con la comunidad son voluntarios.

El pilar principal del trabajo colaborativo con la comunidad ha sido la creación de una gran Mesa de Trabajo en 2010 que logró unir a 11 Juntas de Vecinos del sector Sur de Coronel. Con los integrantes de esta Mesa hemos podido detectar las necesidades de la zona y encontrado una contraparte representativa para implementar en conjunto nuestras iniciativas. Gran parte de estos proyectos han sido beneficiados también con la importante colaboración de la Municipalidad de Coronel.

En síntesis, durante el año 2011, se realizaron más de 250 reuniones con vecinos y autoridades, y aproximadamente 730 personas visitaron nuestra central.

En el ámbito “Generando Confianza”, destaca la distribución de 3 ediciones de nuestro boletín “Más Energía”, por tercer año consecutivo, el cual tiene por objetivo informar y educar a la comunidad sobre la central Santa María y otras noticias de la Comuna. En total durante el año se repartieron un total de 17.000 ejemplares. Por primera vez, durante el año 2011, se organizó un innovador programa llamado “**Escuela de Líderes**” cuyo objetivo fue potenciar y renovar liderazgos locales a través de talleres sobre distintos temas como Redes Sociales, Liderazgo y Gestión, y Formulación de Proyectos, por ejemplo. Cerca de 50 dirigentes y vecinos del Sector Sur de la comuna participaron de esta capacitación. También vale mencionar los proyectos que se siguieron desarrollando en 2011, con los **Fondos de Desarrollo Social** que se lanzaron en 2009. Gracias a éstos se pudieron implementar diversos proyectos comunitarios relacionados con construcción, ampliación de sedes sociales [4 proyectos] remodelación y equipamiento de sedes sociales [6 proyectos], mejoramiento de espacios públicos [2 proyectos] y apoyo a organizaciones funcionales [2 proyectos]. Adicionalmente fue entregado a la comunidad un proyecto de pavimentación participativa aprobado el 2010 y comenzaron su ejecución otros 2 proyectos aprobados el 2011.



*Por primera vez, durante el año 2011, se organizó un innovador programa llamado “Escuela de Líderes” cuyo objetivo fue potenciar y renovar liderazgos locales a través de talleres sobre distintos temas tales como Redes Sociales, Liderazgo y Gestión, y Formulación de Proyectos.*

En el ámbito “Generando Oportunidades”, cabe destacar que del total de los trabajadores del proyecto Santa María durante el año 2011 en promedio un 82% provino **de la región**, y un 37% del total provino **de las comunas de Lota y Coronel**. Con el fin de maximizar la contratación local, se realizaron programas de capacitación en áreas de interés de la central. Durante el año 2011 se capacitaron alrededor de 160 personas.

En el ámbito “Generando Futuro”, cabe mencionar los 630 emprendedores que fueron capacitados durante el año 2011 en los **2 centros de emprendimiento** que implementamos en la región en alianza con la ONG Acción Emprendedora. Además, este año se lanzó un **Fondo de Capital Semilla**, impulsado por el municipio local, la ONG Acción Emprendedora y nuestra empresa, el cual pretende potenciar y apoyar a los mejores 12 emprendedores que se presenten. Para mejorar la calidad de vida en la comuna y recoger una inquietud de los propios vecinos que participan en la Mesa por el Desarrollo del Sector Sur de Coronel, se realizó una **plantación colectiva/comunitaria de más de 2000 árboles** en las calles del Sector Sur. Este programa fue producto de una alianza entre Fundación Mi Parque, el Municipio de Coronel y la empresa Colbún.

## PROYECTO ANGOSTURA - REGIÓN DEL BIOBÍO

El proyecto hidroeléctrica Angostura se está construyendo en la confluencia del río Biobío y el río Huequecura en la Región del Biobío. Las dos comunas que rodean las obras del proyecto son Quilaco y Santa Bárbara. El proyecto Angostura contempla la creación de un embalse de 641 hectáreas en comparación a la superficie actual del río que es de 180 hectáreas. Esto último va requerir el reasentamiento de 46 familias que viven en el área del futuro embalse, proceso que tiene múltiples desafíos y que nuestra empresa inició hace 2 años. Al cierre del año 2011, 32 familias se encontraban habitando sus nuevas viviendas y 3 familias en la etapa de construcción de sus nuevas casas.

Al respecto, desde un comienzo, la primera preocupación de Colbún ha sido procurar un plan de reasentamiento individual que tome en cuenta las particularidades de cada núcleo familiar. También, ha sido primordial acompañar a las familias en cada etapa del proceso con el apoyo de expertos en el ámbito psicológico, social y de emprendimiento para fortalecer su reinserción en la nueva ubicación.

Diversas iniciativas sociales están diseñadas para crear oportunidades de desarrollo para las familias afectadas por nuestro proyecto Angostura y otras están orientadas a la comunidad más amplia de ambas comunas. La gran mayoría de nuestros proyectos con la comunidad fueron comprometidos por Colbún

La primera mesa, Mesa de Turismo Angostura, se constituyó a fines del año 2010 y tiene como objetivo desarrollar planes que fomenten el turismo en la zona. También se constituyó una mesa de trabajo para cada Municipalidad: Mesa Santa Bárbara y Mesa Quilaco. El propósito de cada una de estas dos mesas es diseñar en conjunto proyectos sostenibles y de alto impacto social para ambas comunas. Durante el 2010 se firmaron convenios con ambas municipalidades para dar un marco económico y temático al trabajo en conjunto. En total durante el año 2011, se realizaron 26 sesiones de las 3 mesas de trabajo mencionadas. En el mismo ámbito de "Generando Confianza", también se puede mencionar el **lanzamiento de nuestro Boletín "Más Energía"**, que al igual que en otras localidades, nos ha permitido acercarnos más a la comunidad, entregando información sobre nuestro proyecto hidroeléctrico y otras noticias de la zona. Durante el año 2011 alcanzamos a repartir 2 ediciones del boletín con más de 2.000 ejemplares cada una.

En el ámbito "Generando Oportunidades", cabe destacar que en el proyecto Angostura durante el año 2011 en promedio 64% del total de trabajadores provino de la región, y un 35% de las comunas de Santa Bárbara y Quilaco. Con el fin de maximizar la contratación local, se realizaron programas de capacitación en áreas de interés de la central como por ejemplo Enfierradura, Interpretación de Planos, entre otros. Durante el año 2011 se

certificaron 273 trabajadores (en comparación con los 57 trabajadores certificados en 2010). Con estas cifras, la principal empresa de servicio del proyecto Angostura recibió un premio de SENCE, como la 6ta empresa con mayor uso franquicia en la Región del Biobío en 2011.

En el ámbito "Generando Futuro", cabe mencionar la **firma de un convenio para la construcción de un polideportivo en Santa Bárbara**. El proyecto fue postulado a un fondo del Instituto Nacional del Deporte (IND) con la ayuda de Colbún en gestión y

fondos. La inversión compartida de IND y Colbún se enmarca dentro del Programa de Normalización de Infraestructura Deportiva que está ejecutando el IND a nivel nacional y se orienta a construir canchas, gimnasios y pistas atléticas que cumplan con las normas internacionales de las respectivas disciplinas. Otro hito importante en el ámbito Generando Futuro, ha sido el inicio oficial del **programa Energía para Emprendedores**. Este programa tiene por objetivo detectar, capacitar y guiar emprendedores de la zona para que puedan desarrollar o potenciar sus ideas de negocio. Durante el año 2011, se capacitó a 137 seleccionados del programa entregando 94 horas de talleres grupales, y a los 23 mejores negocios se les entregó asesoría

*También se puede mencionar el lanzamiento de nuestro Boletín "Más Energía" en el proyecto Angostura, que al igual que en otras localidades, nos ha permitido acercarnos más a la comunidad.*

y están estipulados en la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto y otros que se enmarcan dentro de la política de responsabilidad social de la empresa.

En resumen, durante el año 2011, se realizaron más de 800 reuniones con vecinos y autoridades y alrededor de 315 personas visitaron nuestro proyecto.

En el ámbito "Generando Confianza", destaca la **consolidación de 3 mesas de trabajo**. Cada mesa de trabajo permite reunir periódicamente a representantes de la comunidad, de la autoridad y de nuestra empresa en torno a un mismo propósito.



Lanzamiento Boletín "Más Energía"  
Proyecto Angostura



Reunión Mesa de Turismo Angostura  
Santa Bárbara



Lanzamiento Programa "Armado y Configuración de Computadores" en alianza con INACAP, Antuco

personalizada por un total de 1.361 horas. Al cierre del año 2011, se seleccionaron los 23 negocios ganadores y se inició la etapa de implementación de estos planes de negocio con la ayuda de expertos y el financiamiento de los proyectos con aportes de Colbún en algunos casos y el desarrollo de un fondo de garantía.

#### PROYECTO SAN PEDRO - REGIÓN DE LOS RÍOS

El proyecto hidroeléctrico San Pedro se emplaza en el río del mismo nombre, 14 Km aproximadamente aguas abajo del lago Riñihue en la Región de Los Ríos. Las dos comunas vecinas al proyecto son Panguipulli y Los Lagos. La gran mayoría de nuestras iniciativas con la comunidad fueron comprometidas por Colbún y son parte de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto.

Durante el año 2011, se extendieron las campañas de estudios geológicos para consolidar el conocimiento del terreno antes de iniciar las obras principales. El año se caracterizó por un menor nivel de actividad en las obras y por ende una menor contratación. Sin embargo, el desarrollo de los compromisos sociales conservó el cronograma original y continuó con la ejecución normal.

En total, durante el año 2011, se realizaron alrededor de 150 reuniones con vecinos y autoridades de la zona.

En el ámbito “Generando Confianza”, destaca la **coordinación de 4 Mesas de Trabajo**. Cada mesa permite reunir periódicamente a representantes de la comunidad, de la autoridad y de nuestra empresa en torno a un mismo objetivo: el diseño y la implementación de proyectos sociales que fomenten el desarrollo en la zona. Las 4 mesas que se reunieron durante el año son: mesa para coordinar el diseño del proyecto de la Costanera Panguipulli; mesa para desarrollar proyectos del Fondos de Desarrollo Turístico Panguipulli; mesa para realizar el proyecto del Puente Collilelfu y la mesa para potenciar proyectos con la comunidades mapuches de la zona.

En el ámbito “Generando Oportunidades”, cabe destacar que a pesar de la menor actividad en las obras durante el año, durante 2011 en promedio un 44% de los trabajadores del proyecto San Pedro provenían de de la Región de Los Ríos, y un 43% de las comunas de Panguipulli y Los Lagos.

En el ámbito “Generando Futuro”, cabe mencionar el desarrollo y ejecución de Planes de Negocios para los miembros de la **Asociación de Recolectores de Frutos Silvestres de Los Lagos**. El programa benefició a los 93 socios de la Asociación de Recolectores de Frutos Silvestres a través de la entrega de materiales, capital de trabajo y capacitación, lo que les permitió iniciar los planes de negocio previamente acordados y diseñados en conjunto con profesionales especializados. Otro proyecto que tuvo un avance relevante y permitirá mejorar la calidad de vida y el desarrollo del turismo en la zona fue el desarrollo definitivo y las aprobaciones necesarias para la ejecución del **terminal de buses para la comuna de Los Lagos**. El terminal, que debería estar operando durante el último trimestre de 2012, contará con un moderno edificio que albergará siete andenes, áreas de servicios y locales comerciales. Por último, cabe mencionar la **ejecución del Fondo de Desarrollo Turístico** de la comuna de Panguipulli, con el cual se han implementado una serie de acciones con el objetivo de potenciar el turismo en la comuna. A través de este fondo, en conjunto con la Municipalidad de Panguipulli, se implementó la remodelación de la plaza de Coñaripe, se ejecutaron varias campañas de publicidad para fomentar el turismo y se participó en diversas ferias turísticas, entre otras acciones.

#### ACTIVIDADES TRANSVERSALES EN 10 COMUNAS

Durante el año 2011 a través de una **alianza con la Universidad Tecnológica INACAP** hemos implementado un programa educativo, denominado “Armado y Configuración de Computadores”. Este programa benefició a más de 220 jóvenes de tercero medio de las localidades donde Colbún tiene instalaciones y que son: Los Andes, San Esteban, Quillota, Curacavi, Codegua, Colbún, Antuco, Quilleco-Canteras, Valdivia y Cochamó.

La iniciativa busca entregar opciones de formación especializada a jóvenes de sectores vulnerables y con menores oportunidades de acceso a educación superior, permitiéndoles disponer de una certificación otorgada por INACAP, que mejorará sus opciones de trabajo así como de realizar emprendimientos particulares.

A través de este programa, los alumnos desarrollan las competencias necesarias para desempeñar eficazmente un trabajo, utilizando los conocimientos, habilidades, destrezas y comprensión necesarios. Al término del curso, los alumnos son capaces de armar un equipo computacional básico, e instalar y configurar el sistema operativo Windows, aplicando todos los procedimientos de seguridad personal y de los equipos utilizados. ✱



Proyecto Central Hidroeléctrica San Pedro

# Contratistas

Queremos ser líderes en el mejoramiento del estándar de la cadena de valor industrial en Chile, y para ellos estamos trabajando en el traspaso de prácticas de seguridad, calidad y responsabilidad social a nuestros contratistas y sub-contratistas. En el caso de Colbún, la mayor parte de ellos se desempeñan en labores de construcción de los proyectos. También otra parte significativa realiza labores de mantenimiento de nuestras centrales. Durante 2011, el número aproximado de personas que trabajaron como contratistas de Colbún fueron 4.800, incluyendo proyectos y centrales en operación.

Uno de los focos de trabajo más relevantes de 2011 fue la creación del Departamento de Contratos Mayores, lo que ha permitido traer sinergias en la gestión y ejecución de proyectos, favoreciendo un desarrollo eficiente y sostenible. Antes, los contratos eran licitados y gestionados de forma autónoma por cada uno de los proyectos, lo que impedía el traspaso de aprendizajes y experiencias. Hoy, esta centralización nos permitirá caminar hacia una gestión alineada y efectiva de nuestros contratos más relevantes.

A fines de 2011, creamos estándares laborales mínimos para los contratistas que establecen requerimientos con respecto a las rentas, ambiente de trabajo, seguridad y clima. Esto nos permitirá comenzar a garantizar la sostenibilidad laboral en toda nuestra cadena de valor.

Tenemos dos procedimientos que dan respuesta a la legislación chilena que regula el trabajo bajo el régimen de subcontratación, protección a la vida y salud de los trabajadores:

- Reglamento especial para empresas contratistas y subcontratistas
- Sistema de Gestión para la seguridad y salud en el trabajo para contratistas y subcontratistas

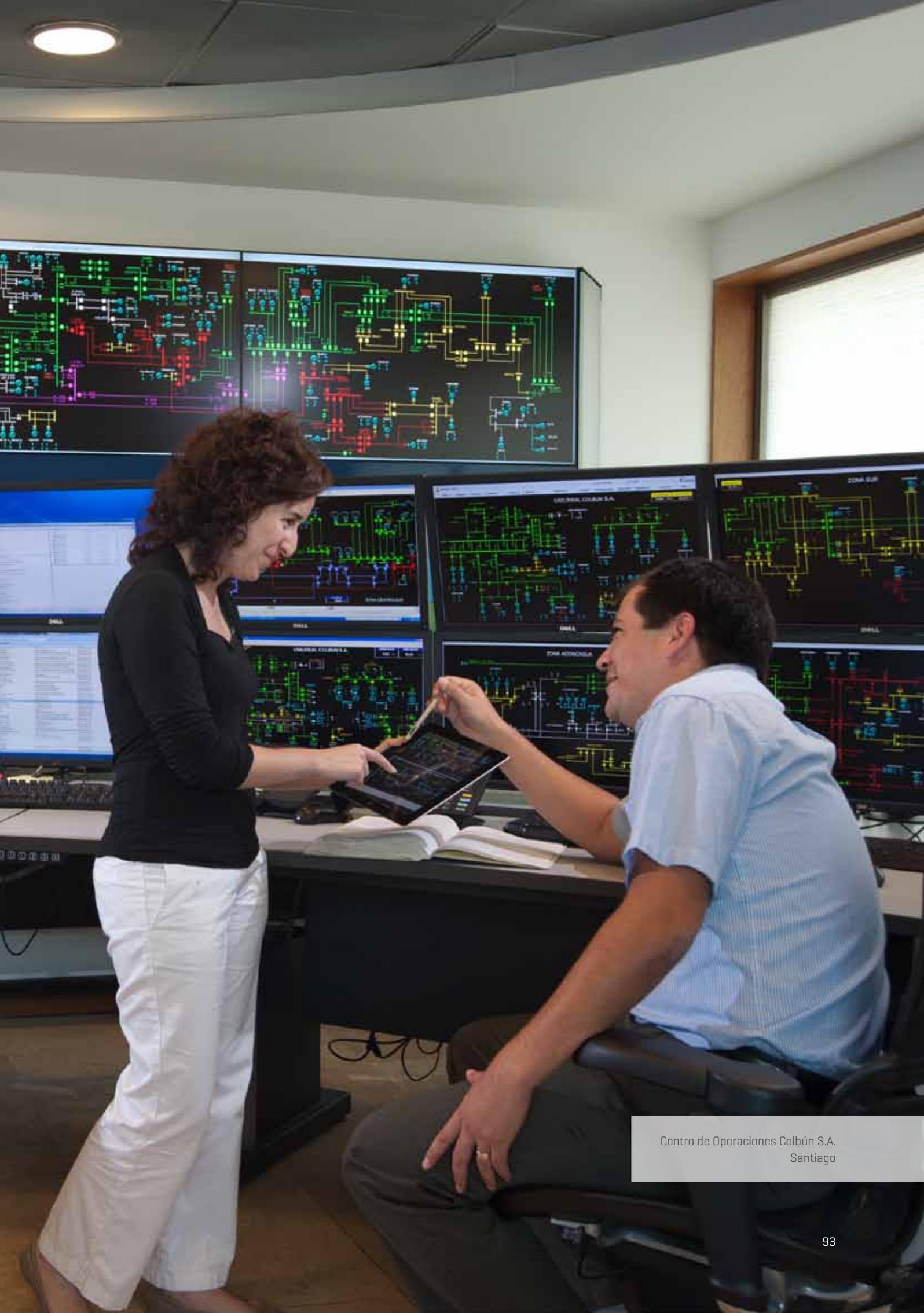
En estos documentos se detallan las exigencias que las empresas contratistas deben cumplir respecto a la salud y seguridad de los trabajadores, para efectos de la supervisión y prevención de accidentes, enfermedades y/o problemas de salud. Los estándares para los elementos de protección personal (EPP) están definidos en el Reglamento Especial para empresas contratistas y subcontratistas, y su uso es controlado en terreno. \*

## Clientes y Proveedores

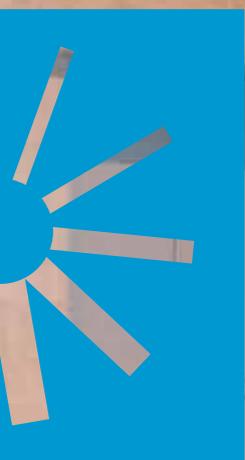
En Colbún somos transformadores de energías básicas en electricidad, en cuyo proceso se involucran diferentes actores. Es por esto que tenemos que trabajar con todo el espectro de proveedores, desde los que nos proveen de los insumos necesarios para generar la energía, hasta las PYMEs y proveedores locales, que nos aportan con otros servicios y herramientas necesarias para llevar a cabo nuestra labor. También nuestros clientes son socios en el proceso de distribución de la energía que generamos y, en otros casos, consumidores del servicio de calidad, sostenible y competitivo que entregamos.

**Proveedores:** al trabajar en conjunto con nuestra cadena de suministro beneficiaremos nuestra operación y también el estándar de trabajo de las empresas de nuestro país. Necesitamos a nuestros proveedores para insumos clave como combustible, energía y repuestos, entre otros. Cabe destacar que hoy somos una de las 22 empresas en Chile certificadas bajo el Sello Pro PYME, que busca comprometer a las empresas a pagar a sus proveedores en un plazo máximo de 30 días después de recibida la factura.

**Clientes:** Colbún tiene entre sus clientes importantes empresas industriales y empresas distribuidoras que suministran energía a sus clientes residenciales y comerciales. La venta es a través de contratos de largo plazo que les asegura un suministro competitivo, seguro y sustentable. Queremos que nuestros clientes reciban el mejor servicio de generación y suministro de energía, incorporando los mejores estándares de seguridad, calidad de servicio, competitividad y estándares sociales y medioambientales.\*



Centro de Operaciones Colbún S.A.  
Santiago



# INFORMACIÓN DE CARÁCTER GENERAL

- ✦ Documentos e información constitutiva
- ✦ Información de Carácter Financiero
- ✦ Factores de Riesgo
- ✦ Resumen de Hechos Relevantes Comunicados a la SVS
- ✦ Declaración de Responsabilidad



Central Hidroeléctrica Canutillar



## 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 Ltda.
Dirección:	Av. Apoquindo 4775, piso 11, Stgo.
Teléfono:	[56 2] 460 4000
Fax:	[56 2] 460 4005
Sitio Web:	<a href="http://www.colbun.cl">http://www.colbun.cl</a>

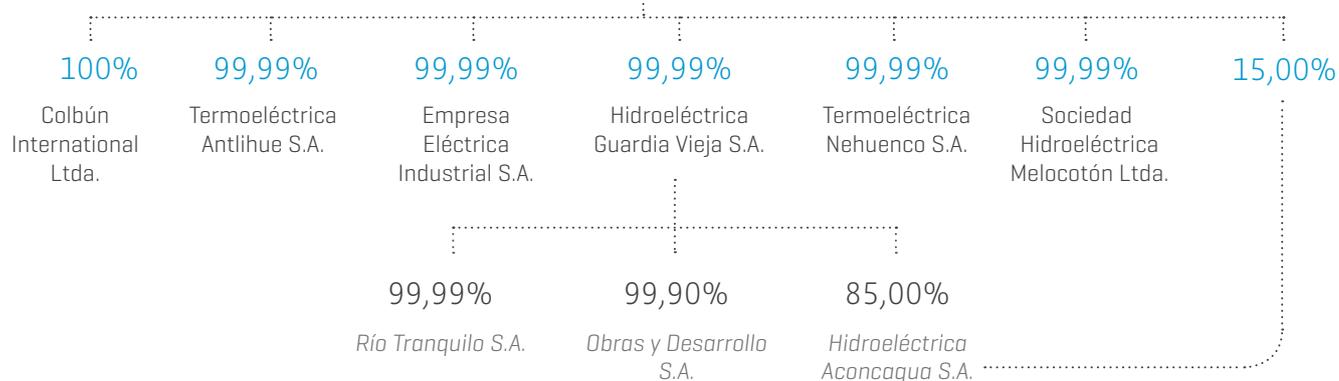
## Documentos constitutivos

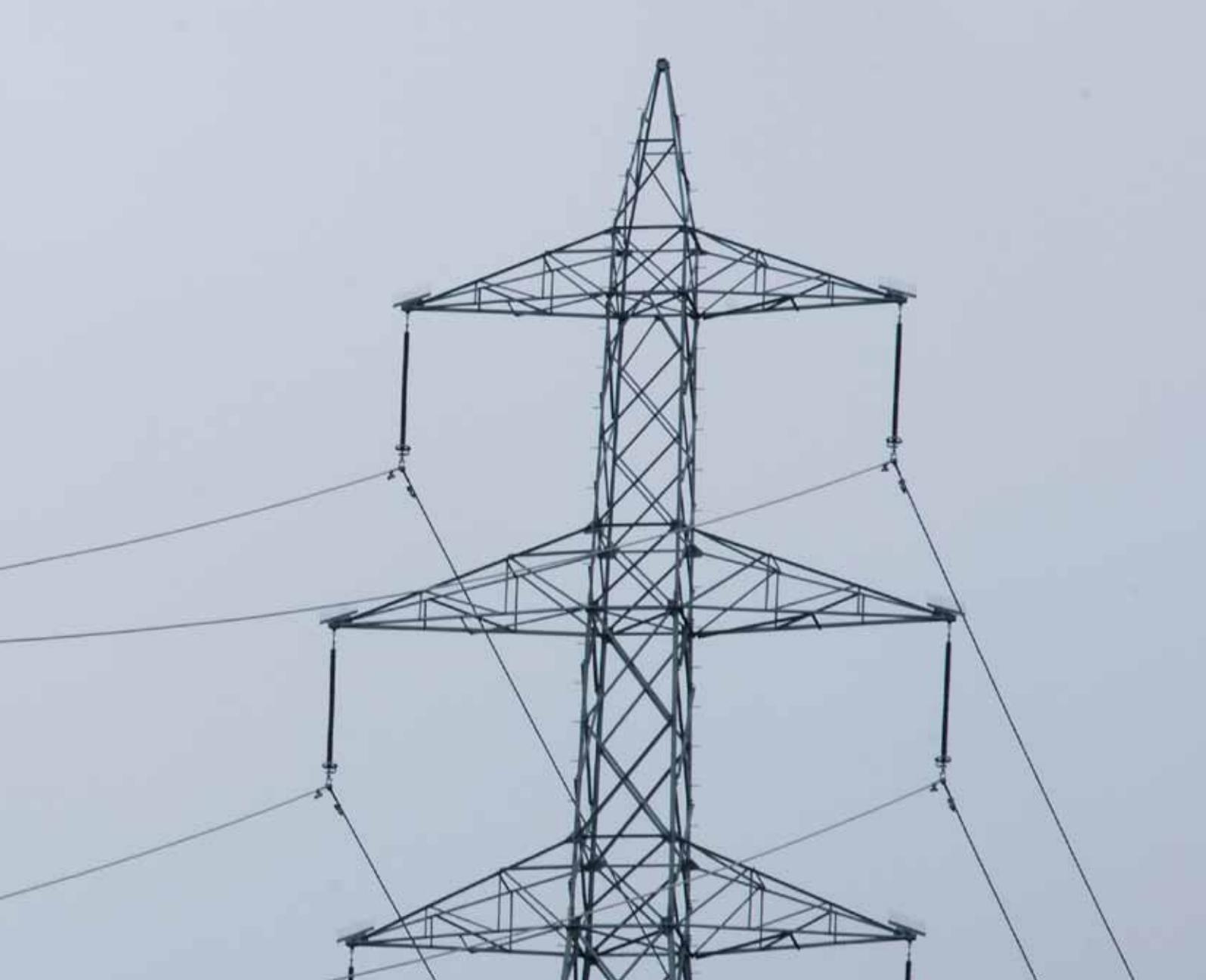
La constitución de Colbún S.A., originalmente instituida bajo el nombre de Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., consta en la escritura pública de fecha 30 de abril de 1986, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Mario Baros González, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio 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



### FILIALES





COLIGADAS

50,00%

Transmisora  
Eléctrica  
Quillota Ltda.

49,00%

Centrales  
Hidroeléctricas de  
Aysén S.A.

42,50%

Electrogas S.A.



## Empresas Filiales

TABLA 5.1. 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 26 de junio 2001 en la ciudad de George Town, Grand Cayman, bajo las leyes de las Islas Cayman.
HIDROELECTRICA MELOCOTÓN 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 de 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 Matriz Colbún S.A. 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 99,90% de las acciones de esta sociedad. Propietaria de la central hidroeléctrica Chacabuquito.

Patrimonio [MUS\$]	Utilidad [pérdida] [MUS\$]	Participación Directa e Indirecta	Presidente	Gerente General	Directorio
24.101	1.740	99,99%	Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A.	Enrique Donoso M., Gerente División Generación de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A., Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A., Cristián Morales J., Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.
5.499	[530]	99,99%	Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A.	Enrique Donoso M., Gerente División Generación de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A., Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A., Cristián Morales J., Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.
[14.282]	[5.055]	99,99%	Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A.	Enrique Donoso M., Gerente División Generación de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A., Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A., Cristián Morales J., Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.
528	[9]	100%	Representante legal: Ber- nardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A.		Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A., Cristián Morales J., Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.
531	0	99,99%	Representante legal: Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A.		
327.530	15.116	99,99%	Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A.	Enrique Donoso M., Gerente División Generación de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A., Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A., Cristián Morales J., Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.
103.970	30.514	100%	Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A.	Enrique Donoso M., Gerente División Generación de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A., Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A., Cristián Morales J., Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.
64.521	4.769	99,99%	Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A.	Enrique Donoso M., Gerente División Generación de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A., Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A., Cristián Morales J., Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.
46.324	1.551	99,90%	Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A.	Enrique Donoso M., Gerente División Generación de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A., Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A., Cristián Morales J., Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.



## Empresas Coligadas

**TABLA 5.2. EMPRESAS COLIGADAS**

Razón Social y naturaleza jurídica	Objeto Social	Datos Generales
ELECTROGAS S.A.	Servicio de transporte de gas natural y otros combustibles.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 15 de octubre de 1996. Electrogas S.A. es una compañía cuyos accionistas son Colbún S.A. (42,5%), Endesa S.A. (42,5%) y Enap (15%).
TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LIMITADA.	Producción, explotación, transmisión, distribución y suministro de electricidad.	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.
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A.	Desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la Décimo Primera Región de Aysén.	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.



Obra de Toma en la Captación Aducción Laja  
Central Hidroeléctrica Rucúe

Patrimonio [MUS\$]	Utilidad [pérdida] [MUS\$]	Participación Directa e Indirecta	Presidente	Gerente General	Directorio
44.094	20.260	42,50%	Claudio Iglesias G.	Carlos Andreani L.	Pedro Gatica K., Rosa Herrera M. Juan Eduardo Vasquez M., Gerente División Negocios de Colbún S.A. Enrique Donoso M., Gerente División Genera- ción de Colbún S.A.
10.732.488 <sup>(*)</sup>	677.846 <sup>(*)</sup>	50,00%	Juan Eduardo Vásquez M. Gerente División Negocios de Colbún S.A.	Enrique Donoso M., Gerente División Gene- ración de Colbún S.A.	Gabriel Carvajal M., Ricardo Santibáñez Z. Enrique Donoso M., Gerente División Genera- ción de Colbún S.A.
117.745.577 <sup>(*)</sup>	(4.904.259) <sup>(*)</sup>	49,00%	Antonio Albarrán Ruiz- Clavijo	Hernán Salazar Z.	Rafael Mateo A, Juan Benabarre B Rodrigo Alcaíno M., Bernardo Larraín M., Gerente General de Colbún S.A. Luis Felipe Gazitúa A., Director de Colbún S.A.

[\*] Valores presentados en pesos chilenos



## Propiedad y Control

Al 31 de Diciembre de 2011 el capital social de la empresa está constituido por 17.536.167.720 acciones suscritas y pagadas, sin valor nominal.

En la tabla 5.3. se presenta la lista de los doce mayores accionistas de la empresa al 31 de diciembre de 2011.

### Cambios en la propiedad

Los principales cambios en la propiedad que se realizaron entre el 31 de diciembre de 2010 y la misma fecha de 2011, se destacan en la tabla 5.4.

**TABLA 5.3. DOCE MAYORES ACCIONISTAS AL 31 DE DICIEMBRE 2011**

Accionistas mayoritarios	Acciones	%
Minera Valparaíso S.A.	6.166.879.733	35,17
Forestal Cominco S.A.	2.454.688.263	14,00
Antarchile S.A.	1.680.445.653	9,58
Fondo de Pensiones Habitat C	378.063.738	2,16
Banco de Chile por Cuenta de Terceros CA	347.844.354	1,98
Fondo de Pensiones Habitat C	301.145.690	1,72
Banco Itaú por cuenta de Inversionistas	288.204.128	1,64
Fondo de Pensiones Provida A	253.892.910	1,45
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	247.447.502	1,41
Celfín Capital S.A. Corredores de Bolsa	244.730.693	1,40
Fondo de Pensiones Capital A	240.715.089	1,37
Fondo de Pensiones Capital C	235.398.662	1,34
Sub Total	12.839.456.415	73,22
Otros 3.734 Accionistas	4.696.711.305	26,78
<b>Total Acciones Suscritas y Pagadas</b>	<b>17.536.167.720</b>	<b>100,00</b>

**TABLA 5.4. PRINCIPALES AUMENTOS Y DISMINUCIONES DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA**

### AUMENTO DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA

Accionista	Nº Acciones al 31/12/2010	Nº Acciones al 31/12/2011	Variación 2011/2010 en Nº de acciones
AFP Capital S.A.	452.162.020	733.457.063	281.295.043
AFP Provida S.A.	739.236.372	969.291.858	230.055.486
AFP Habitat S.A.	606.866.562	809.926.960	203.060.398
Bolsa De Comercio Stgo Bolsa de Valores	136.628.296	214.661.291	78.032.995
Banco de Chile por cuenta de Terceros CA	278.154.337	347.844.354	69.690.017
Banco Itaú por cuenta de Inversionistas	250.873.636	288.204.128	37.330.492
Negocios y Valores S.A. Corredores de Bolsa	21.571.767	58.451.820	36.880.053
Banco Santander - JP Morgan	163.679.426	189.502.163	25.822.737
Inversiones Macro S.A.	75.470.000	100.000.000	24.530.000
Inversiones Los Tuliperos Limitada	-	23.876.772	23.876.772

### DISMINUCIÓN DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA

Accionista	Nº Acciones al 31/12/2010	Nº Acciones al 31/12/2011	Variación 2011/2010 en Nº de acciones
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	381.911.249	247.447.502	[134.463.747]
Banchile Administradora General de Fondos S.A.	125.370.025	32.133.368	[93.236.657]
Banchile Corredores de Bolsa	305.780.705	216.232.544	[89.548.161]
Santander S.A. Corredores de Bolsa	174.120.388	97.866.205	[76.254.183]
Penta Corredores de Bolsa S.A.	86.710.191	11.245.406	[75.464.785]
Inversiones y Valores Harabuquén Ltda.	62.086.308	-	[62.086.308]
MBI Corredores de Bolsa S.A.	76.297.143	15.573.071	[60.724.072]
Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores	147.473.704	98.482.148	[48.991.556]
Pionero Fondo de Inversión Mobiliario	81.621.000	47.834.000	[33.787.000]
MBI Arbitrage Fondo de Inversión	33.181.592	-	[33.181.592]



Generador y Turbina  
Central Mini-Hidroeléctrica Juncalito



Acoplamiento Turbina y Mecanismo Deflector  
Central Hidroeléctrica Juncal

## Controlador

Al 31 de diciembre de 2011 Minera Valparaíso S.A., en forma directa y a través de sus filiales Forestal Cominco S.A. e Inversiones Coillanca Ltda. en forma indirecta, posee el control de la Compañía de acuerdo al detalle que se aprecia en la tabla 5.5. 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 5.5. PARTICIPACIÓN DEL ACCIONISTA CONTROLADOR AL 31 DE DICIEMBRE 2011**

### COLBUN S.A.

RUT	Accionista	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
77.320.330-K	Inversiones Coillanca Ltda.	16.473.762	0,09
	<b>Total</b>	<b>8.638.041.758</b>	<b>49,26</b>

## Transacciones de Acciones

En el gráfico 5.1. se puede apreciar la evolución del precio de la acción de Colbún y el índice IPSA de los dos últimos años.

En la tabla 5.6. de la página siguiente, se presentan las compras y ventas de acciones de la sociedad reconocidas en el registro de accionistas de la Compañía durante el año 2010 y 2011 por los accionistas mayoritarios, presidente, directores y principales ejecutivos de la Compañía. En la tabla 5.7. se resumen las transacciones de la acción de Colbún de los últimos 2 años.

**| Gráfico 5.1 | Evolución de precio de la acción de Colbún y el índice IPSA [2010/2011]**

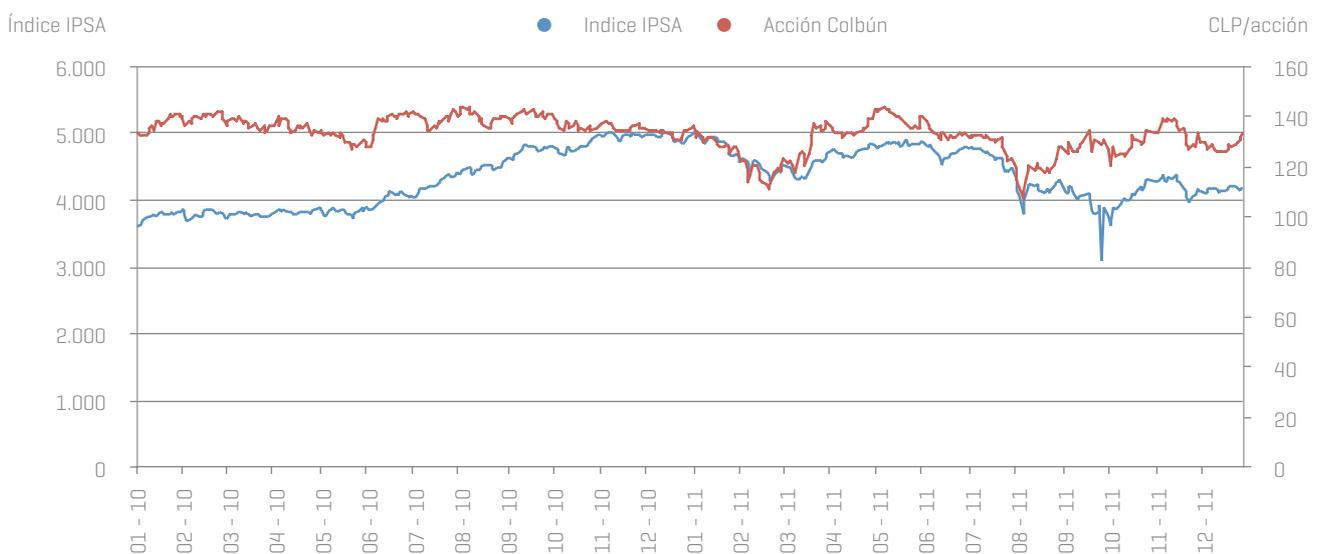




TABLA 5.6. TRANSACCIONES DE EJECUTIVOS Y ACCIONISTAS MAYORITARIOS DE LOS ÚLTIMOS DOS AÑOS

Nombre	Relación	COMPRAS			VENTAS		
		Nº Acciones	Precio Unitario [Ch\$]	Monto Total [Ch\$]	Nº Acciones	Precio Unitario [Ch\$]	Monto Total [Ch\$]
Renta Variable Harabuquén Ltda.	Director	62.086.308	127,43	7.911.546.473			
Inversiones y Valores Harabuquén Ltda.	Director				62.086.308	127,43	7.911.546.473
Inversiones Macro S.A.	Director				22.342.000	130,00	2.904.460.000
Eduardo Calderón Avilés	Ejecutivo				226.000	135,84	30.700.000

2010: No hay transacciones durante este periodo

TABLA 5.7. RESUMEN DE LAS TRANSACCIONES DE LA ACCIÓN DE COLBÚN DE LOS ÚLTIMOS DOS AÑOS

	Unidades	Monto [\$]	Precio Promedio
			[\$/acción]
2011			
1º Trimestre	929.213.502	116.743.477.708	125,6
2º Trimestre	952.526.923	130.586.253.728	137,1
3º Trimestre	885.901.755	110.626.083.747	124,9
4º Trimestre	1.007.890.403	130.853.684.003	129,8
2010			
1º Trimestre	65.727.596	8.891.358.008	135,3
2º Trimestre	38.930.571	5.243.879.126	134,7
3º Trimestre	92.725.487	12.779.959.074	137,8
4º Trimestre	101.043.043	13.565.519.892	134,3



Subestación Eléctrica 220 kV  
Central Hidroeléctrica Quilleco

## Remuneraciones del Directorio

De conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 18.046, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2011, 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 2011 y 2010 (a valores nominales en dólares) se detallan en la Tabla 5.8.

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 5.8. REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO DE LOS ÚLTIMOS DOS AÑOS**

### REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO 2011

Director	Remuneración Anual Fija US\$	Remuneración Anual Por Asistencia US\$	Comité de Directores Anual US\$
B. Matte	109.284	-	-
E. Pellegrini	20.118	-	-
D. Zañartu	18.019	-	-
F. Franke	54.974	-	13.464
L.F. Gazitúa	54.974	-	13.464
S. Undurraga	54.974	-	13.464
A. Mackenna	54.974	-	-
E. Navarro	54.974	-	-
J. Hurtado	54.974	-	-
E. Matte	36.955	-	-
J. Larraín	36.955	-	-
<b>Totales</b>	<b>551.173</b>	<b>-</b>	<b>40.393</b>

### REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO 2010

Director	Remuneración Anual Fija US\$	Remuneración Anual Por Asistencia US\$	Comité de Directores Anual US\$
B. Matte	111.840	-	-
E. Pellegrini	86.878	-	13.856
D. Zañartu	46.953	-	-
F. Franke	46.953	-	13.457
L.F. Gazitúa	46.953	-	-
S. Undurraga	46.953	-	13.460
A. Mackenna	46.953	-	-
E. Navarro	46.953	-	-
J. Hurtado	45.952	-	-
<b>Totales</b>	<b>526.388</b>	<b>-</b>	<b>40.773</b>



Volante de Inercia Turbina Francis  
Central Hidroeléctrica Carena

### Comité de Directores

En Sesión de Directorio celebrada con fecha 26 de abril de 2011, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en su texto incorporado por la Ley N° 20.382, y de conformidad con las instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio nombró como integrantes del comité de directores a los señores Sergio Undurraga S., Fernando Franke G. y Luis Felipe Gazitúa A.

Se dejó constancia que los señores Sergio Undurraga S. y Fernando Franke G. reunían los requisitos para ser calificados como "directores independientes".

Durante el año 2011, el Comité se reunió en varias oportunidades para revisar las proposiciones de la Administración al Directorio, respecto de operaciones con partes relacionadas, en las cuales acordó proponerle al Directorio la aprobación de las mismas, por cuanto ellas se ajustaban a las condiciones de equidad imperantes en el mercado para ese tipo de operaciones. En particular, el Comité se pronunció acerca de las siguientes operaciones:

- Contrato de Servicio de Telefonía celular con Entel S.A. El precio considera el cobro de una cantidad mensual de US\$ 8.900 por concepto de cobertura [gasto fijo] y de un monto adicional de \$38 por cada minuto por llamada a teléfonos celulares externos. Las llamadas a teléfonos celulares internos de la compañía no tienen costo. Entel S.A. es una sociedad relacionada con el presidente señor Bernardo Matte L. y con los directores señores Luis Felipe Gazitúa A. y Juan Hurtado V.
- Compra de terrenos a Forestal y Agrícola Monte Águila S.A. para el proyecto Central Hidroeléctrica Angostura. El precio de la compraventa de 9,94 hectáreas plantadas con pino ascendió a la suma total de \$178.000.000, monto que incluye un pago adicional por concepto de anticipo de cosecha. Forestal y Agrícola Monte Águila S.A. es una sociedad filial de Forestal Mininco S.A., la que es una sociedad relacionada el Presidente señor Bernardo Matte L., y con los directores señores Eliodoro Matte L., Jorge Gabriel Larraín B. y Arturo Mackenna I.

- Aprobación de propuesta efectuada por el árbitro en el marco de una mediación y arbitraje con Papeles Cordillera S.A. y CMPC Tissue S.A., sociedades filiales de Empresas CMPC S.A., por controversias surgidas en el marco de dos contratos de suministro de potencia y energía eléctrica. El comité aprobó las Bases del Acuerdo propuesto por el árbitro, que significó prorrogar la vigencia de los contratos y el pago a Colbún S.A. de la suma de US\$ 20 millones. Empresas CMPC S.A. es una sociedad relacionada el Presidente señor Bernardo Matte L., y con los directores señores Eliodoro Matte L., Jorge Gabriel Larraín B. y Arturo Mackenna I.

- Contrato de prestación de servicios adicionales regulados por el artículo 142 de la ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores con Deloitte Auditores y Consultores Ltda. El precio total del servicio ascendió a la suma de UF 720, que incluye los servicios que se prestarán durante el año 2011 y los primeros 4 meses del año 2012. Este contrato fue revisado por el Comité de Directores, por el hecho que dichos servicios serán prestado por la misma empresa de auditoría externa contratada para el ejercicio 2010.

- Contrato de compraventa de energía entre Colbún S.A. y Arauco Bioenergía S.A. Por medio de este contrato, Arauco Bioenergía S.A. se obligó a venderle 27,8 GWh de energía a Colbún S.A. en el mes de julio de 2011. El precio fue de US\$ 4.117.817, más IVA. A su vez, Colbún S.A. se obligó a venderle esa misma cantidad de energía a Arauco Bioenergía en el mes de julio de 2012. Bioenergía S.A. es una sociedad relacionada con el Presidente señor Bernardo Matte L. y con el director señor Eduardo Navarro B.

- Contrato de Prestación de Servicios de Asesoría entre Colbún S.A. y MR Consult Limitada. Por medio de este contrato, MR Consult prestará servicios relacionados al desarrollo, planificación, gestión, dirección y control de los proyectos en ejecución y futuros, tales como líneas de alta tensión, subestaciones, centrales hidroeléctricas y térmicas de Colbún S.A. y sus filiales. El precio del contrato es de \$7.000.000 y tendrá un plazo de 1 año.

MR Consult Limitada es una sociedad relacionada con el director señor Arturo Mackenna I.

- Contrato de suscripción de acciones de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. Colbún S.A. suscribió un total de 1.078.000 acciones de pago de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., que es una sociedad coligada, por un total de \$10.780.000.000

- Contrato de abastecimiento de Petróleo Diesel para consumo termoeléctrico entre Colbún S.A. y la Compañía de Petróleos de Chile COPEC S.A. Por medio de este contrato, COPEC S.A. comprometió la compra de volúmenes de petróleo diesel para Colbún S.A. a menores precios de mercado, calculados siempre en base al precio más bajo que aplica Enap a las ventas de diesel a las distribuidoras de combustible. El plazo del contrato es de 2 años renovables, y el valor mensual dependerá de los consumos efectivos de diesel por parte de las centrales de Colbún S.A., en la medida que éstas sean efectivamente despachadas por el CDEC SIC. Compañía de Petróleos de Chile COPEC S.A., es una sociedad filial de Empresas Copec S.A., sociedad relacionada con el Presidente señor Bernardo Matte L. y con el director señor Eduardo Navarro B.

- Contratos de Servidumbres Eléctricas entre Colbún S.A. y Forestal Mininco S.A., Forestal y Agrícola Monte Águila S.A. y Forestal Crerex S.A. Se trata de contratos de servidumbres sobre predios forestales para la construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión eléctrica Angostura-Mulchén de 2x220 kV. El precio total a pagar asciende a UF 57.947,5, con un promedio de UF 650 por hectárea. Las sociedades Forestal Mininco S.A., Forestal y Agrícola Monte Águila S.A. y Forestal Crerex S.A., son sociedades filiales de Empresas CMPC S.A., la que a su vez es una sociedad relacionada con el Presidente señor Bernardo Matte L., y con los directores señores Eliodoro Matte L., Jorge Gabriel Larraín B. y Arturo Mackenna I.

Durante el año 2011, el Comité de Directores no contrató asesorías ni incurrió en gasto alguno. \*



# Información de Carácter Financiero

## PRINCIPALES ACTIVIDADES FINANCIERAS 2011

Producto de las actividades de financiamiento realizadas durante el año 2010, que incluyeron la emisión de un bono internacional y el prepago parcial y posterior refinanciamiento del Crédito Sindicado, durante el año 2011 la compañía no requirió de nuevas fuentes de financiamiento de largo plazo.

Aprovechando oportunidades de financiamiento de corto plazo la compañía realizó operaciones de Confirming con bancos locales, por un monto total equivalente a US\$ 110 millones. Bajo estas operaciones los bancos pagaron por cuenta nuestra los montos adeudados a nuestros proveedores de petróleo y gas extendiendo nuestro periodo de pago a 90 días en promedio.

A su vez, junto con amortizar deuda por aproximadamente US\$ 50 millones, la gestión financiera estuvo centrada en la administración de la liquidez de la compañía dentro del marco de consolidación de operaciones y desarrollo de los proyectos en cartera, en especial Santa María I y Angostura.



Central Termoeléctrica Nehuenco



Al 31 de diciembre de 2011, la deuda financiera neta consolidada de la Compañía asciende a US\$ 1.199 millones y presenta una razón de pasivos totales sobre patrimonio de 0,62 veces y una razón de cobertura (EBITDA sobre gastos financieros netos) de 10,9 veces.

El gráfico 5.5 permite apreciar el aumento que experimentó la deuda neta entre diciembre 2010 y diciembre 2011 en aproximadamente US\$170 millones. Este incremento de la deuda neta se explica principalmente por el importante flujo de efectivo neto de US\$306 millones usado en actividades de inversión durante el año 2011, parcialmente compensado por el flujo de efectivo neto generado por las actividades de la operación.

#### **POLÍTICA DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO**

La Junta General ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2011, aprobó la política de inversión y financiamiento que se resume a continuación:

##### **Política de Inversiones**

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

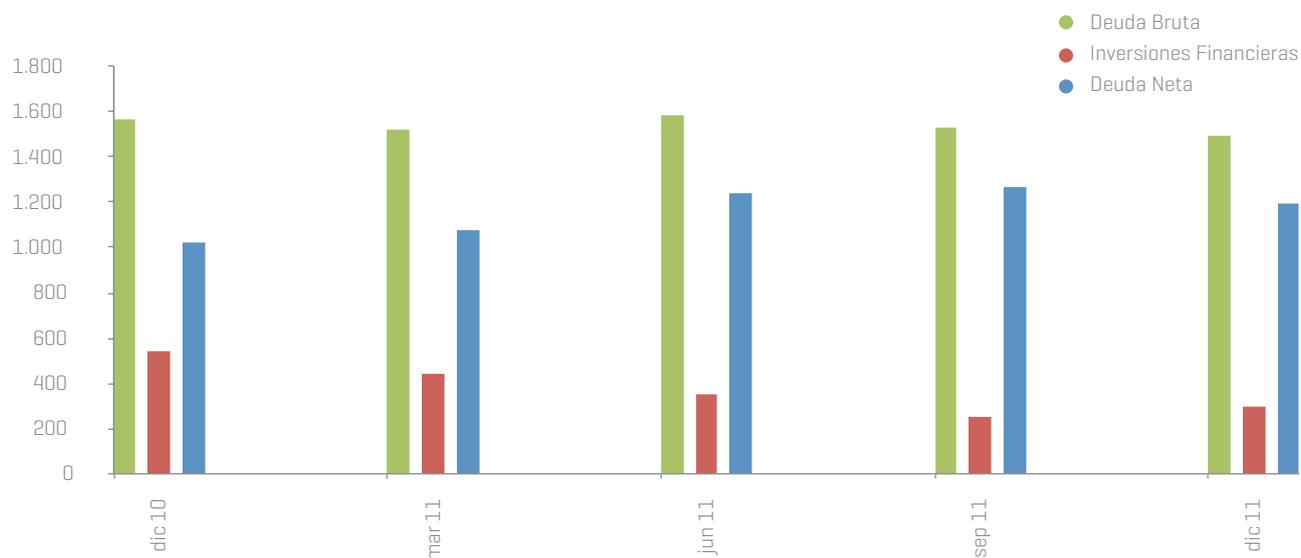
de energía, el aporte de cada proyecto al mix de generación de la compañía y una rentabilidad acorde a los riesgos involucrados.

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 de cada ejercicio no superará el 100% del patrimonio de la Sociedad y deberá estar acorde con la capacidad financiera de la Sociedad.

La Sociedad procurará mantener los 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.

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 lo dispuesto en los Estatutos de la Sociedad y lo que aprobare la Junta de Accionistas, si fuere el caso.

| Gráfico 5.5 | Evolución trimestral de la deuda bruta, las inversiones financieras y la deuda neta [US\$ millones]



## Política de Financiamiento

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.

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 de la compañía el interés minoritario.

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, leasing, derechos de aduana diferidos, utilidades retenidas y aumentos de capital.

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.

Se declaran 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, Quilleco, Hornitos, Chiburgo y San Clemente.

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.

## POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política general sobre distribución de dividendos acordada por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2011 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, se muestran en la tabla 5.9.

Esta política se materializará mediante la distribución de un dividendo provisorio que el Directorio decidirá en el último trimestre del año, y un dividendo definitivo a distribuir con posterioridad a la Junta Ordinaria de Accionistas del año 2012.

**TABLA 5.9. DIVIDENDOS POR ACCIÓN**

Año de pago	Dividendo por Acción (en pesos Chilenos)
2007	2,97
2008	0,00
2009	0,49
2010	1,87
2011	1,01

Lo anterior es sin perjuicio de la facultad del Directorio para proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de dividendos adicionales, en la medida que existan utilidades suficientes y liquidez para su pago.

El año 2011 se pagó un dividendo provisorio el 05 de enero de 2011 por un monto de Ch\$ 8.768.083.860 equivalente a Ch\$ 0,50 por acción.

También se pagó un dividendo definitivo el 05 de mayo de 2011 por un monto de Ch\$ 8.939.297.584, equivalente a Ch\$ 0,51 por acción.

El número de acciones son 17.536.167.720. Ambos dividendos fueron pagados con cargo a la utilidad del año terminado al 31 de diciembre de 2010.

## 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 pólizas de daños materiales para vehículos, edificios, bienes, muebles y equipos electrónicos de la Compañía.
- Todo riesgo de construcción y montaje, incluyendo transporte, responsabilidad civil y retrasos en marcha para los proyectos de inversión en ejecución. \*



## 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 del nivel de contratación, la estructura de precios de venta y la política de cobertura en el mercado de derivados. El análisis se debe realizar en horizontes de tiempo largos, en consistencia con los plazos del sector energético.*

### **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 nuestra menor generación propia es suplida con nuestras unidades térmicas con petróleo diesel o con compras de energía en el mercado spot a precios potencialmente altos.

Para minimizar este impacto de variables externas sobre nuestro negocio y por consiguiente, en nuestro 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 condiciones comerciales de venta consistentes con nuestra estructura de costos.
- Compra de combustibles con coberturas en los mercados financieros.
- Contratos de corto plazo de GNL con ENAP para nuestro complejo Nehuenco y central Candelaria, principalmente para cubrir las desfavorables condiciones hidrológicas de la zona central.
- Implementación de mecanismos de cobertura por variabilidad hidrológica y precios de combustibles.
- Mantener un adecuado nivel de diversificación de nuestras fuentes de generación: hidro y térmico, capacidad base y capacidad de respaldo.
- Fomento y participación en proyectos de transmisión que disminuyan congestiones.

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, a mediados del año 2010, visualizando la necesidad de operar con nuestras plantas térmicas en el año 2011, se tomaron instrumentos de coberturas (opciones Call sobre WTI) con el objeto de acotar los incrementos en los costos de la Compañía por aumento en los precios internacionales del petróleo. 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 atenúen gradualmente, 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.

Lograr un adecuado equilibrio entre los objetivos de rentabilidad de largo plazo de nuestros activos y una volatilidad acotada de nuestros resultados, es un desafío clave en el negocio eléctrico,

*Lograr un adecuado equilibrio entre los objetivos de rentabilidad de largo plazo de nuestros activos y una volatilidad acotada de nuestros resultados, es un desafío clave en el negocio eléctrico, por eso la gestión de riesgos mediante coberturas que mitiguen el impacto frente a escenarios extremos de hidrología y de precios de combustibles es muy importante*



Central Termoeléctrica Candelaria

## La estabilidad regulatoria ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno y en general los cambios regulatorios de los últimos años la han fortalecido.

por eso la gestión de riesgos mediante coberturas que mitiguen el impacto frente a escenarios extremos de hidrología y de precios de combustibles es muy importante.

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 Biobío 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. En este contexto Colbún presentó como obra de ampliación del sistema de transmisión troncal la unión de las subestaciones Colbún y Ancoa, proyecto que se encuentra en etapa de construcción y se espera su puesta en servicio dentro del cuarto trimestre del 2012.

### 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:

- Proyecto de Ley 20/20 sobre la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales: este proyecto establece una obligación legal de alcanzar una meta de 20% de participación de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la matriz de energía eléctrica, modificando lo ya establecido en la Ley N° 20.257, la cual dispone que al año 2024 se incorpore un 10% de ERNC en la matriz. Los sobrecostos que esta iniciativa pueda generar para los consumidores finales así como la forma en que se implementaría son temas relevantes para el país y Colbún buscará la mejor forma de aportar en la discusión nacional.
- 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.

- El Proyecto de Ley que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas, que esta en el parlamento para su discusión y análisis, puede generar incertidumbre si no se determina con precisión cuál es el uso productivo permitido de cada una de las 8 áreas de protección; o bien, si esa determinación es excesivamente restrictiva para el uso de la industria energética. Particularmente conviene regular con precisión situaciones especiales, que ameritan por el bien nacional, utilizar parte de esas áreas protegidas sin afectarlas en su esencia.

Adicionalmente mencionar que el 16 de noviembre de 2011, el Consejo Asesor para el Desarrollo Eléctrico (CADE) entregó al gobierno un informe con una serie de propuestas para el desarrollo del sector eléctrico en las próximas décadas. Dentro de estas propuestas hay varias iniciativas que requerirán cambios regulatorios, por ejemplo:

- El desarrollo de una carretera eléctrica de transmisión.
- Modificaciones al actual sistema de licitaciones de suministro de distribuidoras.
- Ordenamiento territorial: identificación de áreas vetadas y áreas especialmente aptas para centrales de carbón y gas.
- Independencia de los CDEC.

En general, consideramos que las propuestas razonablemente apuntan a resolver problemas prácticos que se han detectado en nuestra legislación, sin embargo es relevante estar atentos a la discusión que debieran tener los mecanismos de implementación de estas propuestas.

## RIESGOS RELACIONADOS AL MEDIO AMBIENTE

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

Tal como lo hemos descrito en las secciones anteriores de este documento, contamos con varias iniciativas de generación en etapas de estudio, desarrollo y construcción. Las condiciones medioambientales tales como la hidrología, la topografía y la geología en el caso de los proyectos hidroeléctricos y de la logística y la incorporación de nuevas tecnologías en el caso de las termoeléctricas, son algunos factores que pueden generar imprevistos y afectar el plazo y costo de ejecución de esos proyectos. Adicionalmente, el tiempo que toma la autoridad ambiental competente en su aprobación ambiental también puede afectar el plazo de ejecución de esos proyectos. 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.

Cabe recordar que 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 considere un Ministerio del Medioambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental, la Superintendencia de Medioambiente y el Tribunal



Ambiental. Estas nuevas instituciones reemplazan la CONAMA y el Consejo de Ministros, 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. También en lo que se refiere a la evaluación de proyectos, se hace más complejo y obliga a tener los 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.

Por último cabe destacar dos situaciones que agregan, día a día, mayor complejidad para la construcción de centrales eléctricas y sus líneas, como es el extenso y formal proceso de obtención de concesiones eléctricas y constitución efectiva de servidumbres de paso; así como la extendida práctica de oponerse judicial y administrativamente a cualquier permiso, autorización o resolución necesaria para la construcción de centrales y líneas, muchas veces con la sabia intención del oponente de obtener un beneficio excesivo con la amenaza de paralizar o retrasar el proyecto.

#### b) Riesgos relacionados con la operación

El 23 de junio de 2011, se publicó en el diario oficial el Decreto N° 13 que establece la norma de emisiones para centrales termoeléctricas, que fija los límites para las emisiones de material particulado [PM], dióxido de azufre [SO<sub>2</sub>] y óxido de nitrógeno [NO<sub>x</sub>] para las centrales existentes y nuevas, estableciendo además los plazos para cumplir con dichos límites.

En nuestro caso, todas las centrales térmicas (incluyendo la central a carbón Santa María I) cumplen con esta nueva norma o bien se encuentran desarrollando adaptaciones menores en los plazos previstos.

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. \*



# Resumen de hechos relevantes comunicados a la SVS

## 2 de marzo de 2011

Se informó que el Directorio había acordado modificar la política general relativa a las operaciones ordinarias habituales de la Sociedad que corresponden a su giro.

## 30 de marzo de 2011

Se informó de la renuncia presentada a su cargo de director por el Vicepresidente de la Sociedad Sr. Emilio Pellegrini R.

## 30 de marzo de 2011

Se informó que con fecha 26 de abril de 2011 se llevaría a cabo la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, indicando las materias que se someterían a consideración de los accionistas.

## 27 de abril de 2011

Se informó que la Junta Ordinaria de Accionistas había acordado, entre otras materias, lo siguiente: a) Elección de Directorio: se renovó el directorio, el que quedó conformado por los señores Bernardo Matte Larraín, Eliodoro Matte Larraín, Jorge Gabriel Larraín Bunster, Luis Felipe Gazitúa Achondo, Arturo Mackenna Iñiguez, Juan José Hurtado Vicuña, Eduardo Navarro Beltrán, Fernando Franke García y Sergio Undurraga Saavedra, y b) Dividendo definitivo: Se aprobó distribuir como dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de Diciembre de 2010, la suma de US\$19.116.189,34, equivalente a US\$ 0,00109 por acción, por concepto de dividendo mínimo obligatorio, pagadero a contar del 5 de Mayo de 2011. Con esa misma fecha se informó también que en Sesión Ordinaria de Directorio celebrada con fecha 26 de Abril de 2011, con posterioridad a la Junta Ordinaria de Accionistas, se habían adoptado, entre otros, los siguientes acuerdos: a) Designar como Presidente del Directorio a don Bernardo Matte Larraín y como Vicepresidente a don Luis Felipe Gazitúa Achondo, y b) designar como integrantes del Comité de Directores a los directores señores Luis Felipe Gazitúa Achondo, Fernando Franke García y Sergio Undurraga Saavedra, teniendo estos dos últimos la calidad de directores independientes.

## 23 de diciembre de 2011

Se informó que con fecha 22 de diciembre de 2011, Colbún S.A. había celebrado una transacción con Gasoducto Gasandes S.A. y Gasoducto GasAndes [Argentina] S.A., destinada a poner término a discrepancias existentes entre ellas con respecto a varios contratos de transporte de gas entre Argentina y Chile. Se informó también que los derechos para Colbún S.A. bajo las convenciones suscritas, en el caso que ejerza las opciones contenidas en las mismas, permitirían generar un ahorro de costos de transporte de gas de US\$ 19,2 millones anuales para el periodo 2012 a 2022 y de US\$ 9,6 millones anuales para el periodo 2023 a 2028.

## 27 de diciembre de 2011

Se informó que en el marco del contrato de construcción llave en mano y a suma alzada para la construcción en Coronel de la central a carbón Santa María 1, de 343 MW, suscrito con un consorcio compuesto por Tecnimont S.p.A., Slovenské Energetické Strojárne A.S., Tecnimont Do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda., Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Ltda., e Ingeniería y Construcción SES Chile Ltda., con fecha 26 de diciembre de 2011 Colbún S.A. había percibido, por concepto de pago por sustitución y cobro de boletas de garantía, un total de US\$ 94,1 millones. Lo anterior por haber incurrido el Consorcio en incumplimientos a diversas obligaciones bajo el Contrato, que generaron multas y obligaciones reparatorias e indemnizatorias en favor de Colbún S.A., precisando que los montos percibidos no tendrían efecto en resultados, pues se aplicarían a reducir costos y gastos en los que se debió incurrir con motivo de los referidos incumplimientos. Se informó también que Colbún S.A. había solicitado a la Cámara Internacional de Comercio con sede en París, la constitución del tribunal arbitral previsto en el Contrato, y que con la información disponible a la fecha, el Proyecto estaría en operación normal dentro del primer trimestre del 2012. \*



Compuertas Vertedero  
Embalse Machicura

# Declaración de Responsabilidad

EN CUMPLIMIENTO de lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°283 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.

**BERNARDO MATTE LARRAÍN**  
Presidente  
R.U.T.: 6.598.728-7

**LUIS FELIPE GAZITÚA ACHONDO**  
Vice Presidente  
R.U.T.: 6.069.087-1

**JORGE GABRIEL LARRAÍN BUNSTER**  
Director  
R.U.T.: 4.102.581-6

**ELIODORO MATTE LARRAÍN**  
Director  
R.U.T.: 4.436.502-2

**ARTURO MACKENNA IÑIGUEZ**  
Director  
R.U.T.: 4.523.287-5

**JUAN HURTADO VICUÑA**  
Director  
R.U.T.: 5.715.251-6

**EDUARDO NAVARRO BELTRÁN**  
Director  
R.U.T.: 10.365.719-9

**SERGIO UNDURRAGA SAAVEDRA**  
Director  
R.U.T.: 4.280.259-K

**FERNANDO FRANKE GARCÍA**  
Director  
R.U.T.: 6.318.139-0

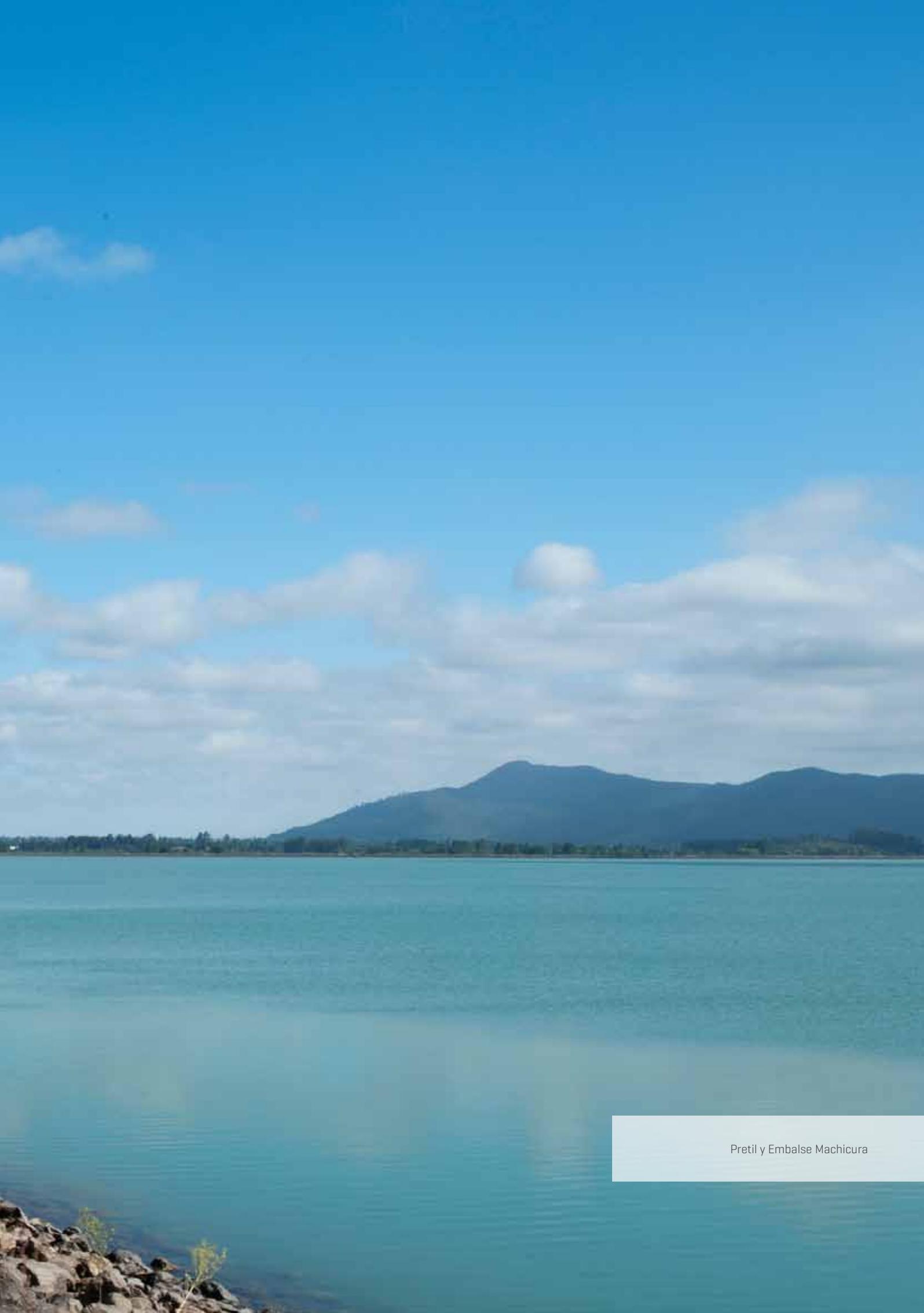
**BERNARDO LARRAÍN MATTE**  
Gerente General  
R.U.T.: 7.025.583-9



# ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

*Ejercicio terminado al 31 de diciembre 2011*





Pretil y Embalse Machicura

# Estados Financieros Consolidados

---

POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010 E  
INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

---

*COLBÚN S.A.Y FILIALES*  
*Miles de Dólares*

*El presente documento consta de:*

- Informe de los Auditores Independientes*
- Estados de Situación Financiera Clasificado Consolidados*
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza Consolidados*
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados*
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto*
- 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 2011 y 2010 y los correspondientes estados integrales de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. 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 y el informe de los otros auditores constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Colbún S.A. y Filiales al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Edgardo Hernández G

Enero 31, 2012

Colbún S.A. y Filiales

**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO CONSOLIDADOS**  
al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 (En miles de dólares)

ACTIVOS	Nota N°	Diciembre 31, 2011 MUS\$	Diciembre 31, 2010 MUS\$
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	295.826	554.522
Otros activos financieros, corrientes	8	4.528	15.778
Otros activos no financieros, corrientes	20	11.127	13.223
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	214.052	308.385
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	11	16.750	4.885
Inventarios	12	46.265	13.661
Activos por impuestos corrientes	19	182.672	178.395
<b>Activos corrientes totales</b>		<b>771.220</b>	<b>1.088.849</b>
<b>Activos no corrientes</b>			
Otros activos financieros, no corrientes	8	11.341	33.833
Otros activos no financieros, no corrientes	20	22.964	20.924
Derechos por cobrar, no corrientes	15	-	2.814
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	11	10.398	3.809
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	16	139.837	130.489
Activos intangibles distintos de la plusvalía	17	59.322	39.618
Propiedades, planta y equipos	18	4.594.721	4.431.568
Activos por impuestos diferidos	21	9.698	11.978
<b>Total activos no corrientes</b>		<b>4.848.281</b>	<b>4.675.033</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>		<b>5.619.501</b>	<b>5.763.882</b>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO CONSOLIDADOS**  
 al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 (En miles de dólares)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota N°	Diciembre 31, 2011 MUS\$	Diciembre 31, 2010 MUS\$
<b>Pasivos corrientes</b>			
Otros pasivos financieros, corrientes	22	153.007	96.306
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	23	126.507	145.260
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	11	32.121	32.103
Otras provisiones, corrientes	24	2.838	4.606
Pasivos por impuestos, corrientes	21	10.350	41.624
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	24	9.938	8.164
Otros pasivos no financieros, corrientes	25	4.187	22.930
<b>Pasivos corrientes totales</b>		<b>338.948</b>	<b>350.993</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Otros pasivos financieros, no corrientes	22	1.340.609	1.472.556
Otras cuentas por pagar, no corrientes	26	3.000	3.000
Pasivos por impuestos diferidos	21	451.458	438.297
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	24	14.815	14.128
Otros pasivos no financieros, no corrientes	25	8.429	8.575
<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>1.818.311</b>	<b>1.936.556</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>2.157.259</b>	<b>2.287.549</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital emitido	27	1.282.793	1.282.793
Ganancias (pérdidas) acumuladas	27	1.404.182	1.398.981
Primas de emisión	27	52.595	52.595
Otras reservas	27	722.626	741.906
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.462.196	3.476.275
Participaciones no controladoras		46	58
<b>Patrimonio Total</b>		<b>3.462.242</b>	<b>3.476.333</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>5.619.501</b>	<b>5.763.882</b>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

## ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA CONSOLIDADOS

al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 (En miles de dólares)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA	Nota N°	Enero - Diciembre	
		2011 MUS\$	2010 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	28	1.332.776	1.024.243
Materias primas y consumibles utilizados	29	(1.061.381)	(633.455)
Gastos por beneficio a los empleados	30	(45.732)	(37.626)
Gastos por depreciación y amortización	31	(124.643)	(124.039)
Otros gastos, por naturaleza	-	(20.951)	(22.121)
Otras ganancias [pérdidas]	34	(28.915)	(70.779)
Ingresos financieros	32	8.893	12.912
Costos financieros	32	(27.718)	(49.135)
Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	16 - 33	4.272	509
Diferencias de cambio	32	(14.228)	17.694
Resultados por unidades de reajuste	32	6.832	3.960
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>		<b>29.205</b>	<b>122.163</b>
Gasto por impuesto a las ganancias	21	(24.002)	(6.270)
<b>Ganancia [pérdida] de actividades continuadas</b>		<b>5.203</b>	<b>115.893</b>
<b>GANANCIA [PÉRDIDA]</b>		<b>5.203</b>	<b>115.893</b>
<b>Ganancia [pérdida] atribuible a</b>			
Ganancia [pérdida] atribuible a los propietarios de la controladora		5.201	112.284
Ganancia [pérdida] atribuible a participaciones no controladoras		2	3.609
<b>GANANCIA [PÉRDIDA]</b>		<b>5.203</b>	<b>115.893</b>
<b>Ganancias por acción</b>			
<b>Acciones comunes</b>			
Ganancias [pérdidas] por acción básica en operaciones continuas	27	0,00030	0,00640
Ganancias [pérdidas] por acción básicas		0,00030	0,00640
<b>ESTADOS DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES</b>	<b>Nota N°</b>	<b>Enero - Diciembre 2011 MUS\$</b>	<b>2010 MUS\$</b>
Ganancia [pérdida]		5.203	115.893
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>			
Ganancias [pérdidas] por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	16	(10.747)	7.607
Ganancias [pérdidas] por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(8.533)	6.653
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(19.280)	14.260
<b>Resultado integral total</b>		<b>(14.077)</b>	<b>130.153</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(14.079)	126.544
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		2	3.609
<b>RESULTADO INTEGRAL TOTAL</b>		<b>(14.077)</b>	<b>130.153</b>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

## ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 (En miles de dólares)

ESTADOS DE FLUJOS DIRECTO	Nota N°	Diciembre 31, 2011 MUS\$	Diciembre 31, 2010 MUS\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de [utilizados en] actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de la operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.642.701	1.283.098
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		3.233	24.359
Otros cobros por actividades de la operación		22.732	62.142
<b>Clases de pago</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		[1.325.943]	[852.251]
Pagos a y por cuenta de los empleados		[51.210]	[43.794]
Pagos procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		[15.974]	[14.382]
Otros pagos por actividades de operación		[17.368]	[16.840]
Dividendos recibidos	16	8.562	6.193
Intereses pagados		[78.436]	[82.321]
Intereses recibidos		13.677	10.867
Impuestos a las ganancias reembolsados [pagados]		[58.571]	[5.754]
Otras entradas [salidas] de efectivo		[35.935]	[50.242]
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de [utilizados en] actividades de operación</b>		<b>107.468</b>	<b>321.075</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de [utilizados en] actividades de inversión</b>			
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		[11.906]	[31.292]
Préstamos a entidades relacionadas	11.b	[9.244]	[14.856]
Compras de propiedades, plantas y equipos		[420.666]	[395.851]
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros			[3.583]
Otras entradas [salidas] de efectivo		135.668	31.280
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de [utilizados en] actividades de inversión</b>		<b>[306.148]</b>	<b>[414.302]</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de [utilizados en] actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		103.659	-
Pagos de préstamos		[117.717]	[278.132]
Dividendos pagados		[37.617]	[75.362]
Otras entradas [salidas] de efectivo	22.b	-	487.997
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de [utilizados en] actividades de financiación</b>		<b>[51.675]</b>	<b>134.503</b>
<b>Incremento neto [disminución] en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>		<b>[250.355]</b>	<b>41.276</b>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>			
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente		[8.341]	28.498
<b>Incremento [disminución] neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>[258.696]</b>	<b>69.774</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		554.522	484.748
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>	<b>7</b>	<b>295.826</b>	<b>554.522</b>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

## ESTADOS DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO NETO

por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 (En miles de dólares)

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Nota	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora								Participaciones no controladoras MUS\$	Patrimonio total MUS\$
		Capital emitido MUS\$	Primas de emisión MUS\$	Cambios en otras reservas				Ganancias [pérdidas] acumuladas MUS\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$		
				Reservas por diferencias de cambio por conversión MUS\$	Reservas de coberturas de flujo de caja MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Total otras reservas MUS\$				
Saldo inicial al 01/01/2011		1.282.793	52.595	[230.797]	[17.530]	990.233	741.906	1.398.981	3.476.275	58	3.476.333
Incremento (disminución) por correcciones de errores											
Saldo inicial reexpresado		1.282.793	52.595	[230.797]	[17.530]	990.233	741.906	1.398.981	3.476.275	58	3.476.333
<b>Cambios en Patrimonio</b>											
Resultado integral											
Ganancia [pérdida]								5.201	5.201	2	5.203
Otro resultado integral				[10.747]	[8.533]	-	[19.280]		[19.280]	-	[19.280]
Dividendos								-	-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios		-	-	-	-	-	-	-	-	[14]	[14]
Total de cambios en patrimonio		-	-	[10.747]	[8.533]	-	[19.280]	5.201	[14.079]	[12]	[14.091]
Saldo final al 31/12/2011	27	1.282.793	52.595	[241.544]	[26.063]	990.233	722.626	1.404.182	3.462.196	46	3.462.242
<b>ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO</b>											
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Nota	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora								Participaciones no controladoras MUS\$	Patrimonio total MUS\$
		Capital emitido MUS\$	Primas de emisión MUS\$	Cambios en otras reservas				Ganancias [pérdidas] acumuladas MUS\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$		
				Reservas por diferencias de cambio por conversión MUS\$	Reservas de coberturas de flujo de caja MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Total otras reservas MUS\$				
Saldo inicial al 01/01/2010		1.282.793	52.595	[238.404]	[24.183]	1.003.037	740.450	1.350.368	3.426.206	18.643	3.444.849
Incremento (disminución) por correcciones de errores								[26.583]	[26.583]		[26.583]
Saldo inicial reexpresado		1.282.793	52.595	[238.404]	[24.183]	1.003.037	740.450	1.323.785	3.399.623	18.643	3.418.266
<b>Cambios en Patrimonio</b>											
Resultado integral											
Ganancia [pérdida]								112.284	112.284	3.609	115.893
Otro resultado integral				7.607	6.653	-	14.260		14.260	-	14.260
Dividendos								[37.088]	[37.088]		[37.088]
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios		-	-	-	-	[12.804]	[12.804]	-	[12.804]	[22.194]	[34.998]
Total de cambios en patrimonio		-	-	7.607	6.653	[12.804]	1.456	75.196	76.652	[18.585]	58.067
Saldo final al 31/12/2010	27	1.282.793	52.595	[230.797]	[17.530]	990.233	741.906	1.398.981	3.476.275	58	3.476.333

1. Información general	135
2. Descripción del negocio	135
3. Resumen principales políticas contables	137
3.1 Principios contables	
3.2 Nuevos pronunciamientos contables	
3.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	
4. Gestión del riesgo financiero	148
4.1 Políticas de gestión de riesgos	
4.2 Factores de riesgo	
4.3 Medición de riesgo	
5. Criterios contables críticos	151
a. Cálculo de depreciación y amortización, y estimación de vidas útiles asociadas	
b. Deterioros de activos tangibles e intangibles, excluyendo el menor valor	
c. Activos financieros retenidos hasta el vencimiento	
d. Valor justo de los derivados y otros instrumentos financieros	
6. Operaciones por segmentos	153
7. Clases de efectivo y equivalente efectivo	154
a. Composición del rubro	
b. Detalle por tipo de moneda	
8. Otros activos financieros	154
9. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	155
10. Instrumentos financieros	155
a. Instrumentos financieros por categoría	
b. Calidad crediticia de activos financieros	
11. Información sobre partes relacionadas	157
a. Accionistas mayoritarios	
b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	
c. Administración y Alta Dirección	
d. Comité de Directores	
e. Remuneración y otras prestaciones	
12. Inventarios	161
13. Instrumentos derivados	161
13.1 Instrumentos de cobertura	
13.2 Jerarquía de valor razonable	
14. Inversiones en subsidiarias	163
15. Derechos por cobrar no corrientes	163
16. Inversiones contabilizadas por el método de la participación	164
a. Método de participación	
b. Información financiera de las sociedades bajo control conjunto	

17. Activos intangibles distintos de la plusvalía _____	166
a. Detalle por clases de intangibles	
b. Movimiento de intangibles durante el período	
18. Clases de propiedades, planta y equipos _____	167
a. Detalle por clases de propiedades, planta y equipos	
b. Movimiento de propiedades, planta y equipos durante el período	
c. Otras revelaciones	
19. Activos por impuestos corrientes _____	170
20. Otros activos no financieros _____	170
21. Impuestos a las ganancias _____	170
a. Resultado por impuesto a las ganancias	
b. Impuestos diferidos	
22. Otros pasivos financieros _____	172
a. Obligaciones con entidades financieras	
b. Vencimiento y moneda de las obligaciones con entidades financieras	
c. Deuda financiera por tipo de moneda	
d. Líneas de crédito comprometidas y no comprometidas	
23. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar _____	175
24. Provisiones _____	176
a. Clases de provisiones	
b. Movimiento de las provisiones durante el período	
c. Restauración medioambiental	
d. Reestructuración	
e. Litigios	
f. Bonos empleados	
g. Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	
25. Otros pasivos no financieros _____	178
26. Otras cuentas por pagar _____	178
27. Información a revelar sobre el patrimonio neto _____	178
a. Capital suscrito y pagado	
b. Capital social	
c. Primas de emisión	
d. Dividendos	
e. Composición de otras reservas	
f. Ganancias (pérdidas) acumuladas	
g. Gestión de capital	
h. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales	
i. Ganancias por acción y utilidad líquida distribuable	
28. Ingresos de actividades ordinarias _____	182
29. Materias primas y consumibles utilizados _____	182
30. Gasto por beneficios a los empleados _____	182
31. Gastos por depreciación y amortización _____	183
32. Resultado financiero _____	183
33. Ingresos (pérdidas) por inversiones contabilizadas por el método de participación _____	183

34. Otras ganancias / [pérdidas]	184
35. Garantías comprometidas con terceros, activos y pasivos contingentes	184
a. Garantías directas	
b. Cauciones obtenidas de terceros	
c. Detalle de litigios y otros	
36. Compromisos	191
37. Hechos ocurridos después de la fecha del Estado de Situación	191
38. Medio ambiente	191
39. Moneda extranjera	192
40. Dotación de personal	194

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

Colbún S.A. fue constituida por escritura pública de fecha 30 de abril de 1986, ante el Notario Público de Santiago Señor 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 Único 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 2011 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 [ver nota 3 b).

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 y 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 sus filiales Forestal Cominco S.A. e Inversiones Coillanca Ltda. en forma indirecta. El control se ejerce producto de poseer más de la mitad del poder de voto.

## 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 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 2.620 MW al Sistema Interconectado Central [SIC].

Las centrales hidroeléctricas suman una capacidad de 1.273 MW y se distribuyen en 15 plantas: Colbún, Machicura, San Ignacio, Chiburgo y San Clemente, ubicadas en la Región del Maule; Rucúe y Quilleco, en la Región del Biobío; 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 Antilhue, en la Región de los Ríos; y la central Los Pinos ubicada en la Región del Biobío.

A lo anterior, hay que agregar la nueva central térmica a carbón Santa María I, con una capacidad neta de 342 MW, ubicada en la comuna de Coronel, Región del Biobío, la cual se encuentra en su período de pruebas.

## Política comercial

La política comercial del grupo es 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 márgenes de operación, con un nivel aceptable de riesgos ante sequías. Para ello se requiere también 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 los precios en este mercado experimentan importantes variaciones, siendo la variable de mayor incidencia la condición hidrológica.

## Principales clientes

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

- Los clientes regulados con contratos a Precio de Nudo de Largo Plazo Licitados son: Chilectra S.A., CGE Distribución S.A. para la Región Metropolitana, CGE Distribución S.A. para las regiones de O'Higgins, Maule, Biobío y de La Araucanía; Saesa S.A., Frontel S.A., Compañía Eléctrica de Osorno S.A., Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda., Energía del Limarí S.A. y Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.
- Conafe S.A., el cual corresponde a un cliente regulado con contrato a Precio de Nudo de Corto Plazo.
- Los clientes libres son Codelco para sus divisiones Andina y El Teniente; Cartulinas CMPC S.A. para su planta Maule, CMPC Celulosa S.A., 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; los clientes libres de Chilectra S.A., Metro S.A. y Planta La Farfana de Aguas Andinas S.A., ubicados en la Región Metropolitana.

Cabe señalar, que a partir del 1° de septiembre de 2011 y como consecuencia de la situación de insolvencia financiera de la empresa Campanario Generación S.A., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) emitió la Resolución Exenta N° 2.288 de fecha 26 de agosto de 2011, instruyendo a todas las empresas generadoras del Sistema Interconectado Central (SIC) abastecer, a prorrata de su energía firme, los consumos de los clientes regulados cuyos suministros fueron adjudicados a Campanario Generación S.A., en los precios y condiciones obtenidas en las licitaciones respectivas. De este consumo total a Colbún S.A. le corresponde un valor cercano al 21%.

## 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.

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 del orden del 22%.

El sistema de tarificación distingue distintos mecanismos para el corto y largo plazo. Para efectos de la tarificación de corto plazo, el 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 por mérito económico que efectúa el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) y que corresponde 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. En el Sistema Interconectado Central (SIC), 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 aque-

llas unidades más eficientes para absorber la demanda de potencia, en las horas de mayor exigencia de suministro del sistema.

Para efectos de tarificación de largo plazo, los generadores pueden tener 2 tipos de clientes: regulados y libres.

Con la entrada en vigencia de la Ley N° 20.018 [Ley Corta II], desde el 1° de enero de 2010, en el mercado de clientes regulados, constituido por empresas distribuidoras, los generadores venden energía a un precio resultante de licitaciones públicas y competitivas, denominado Precio de Nudo de Largo Plazo. Cabe mencionar que aún subsiste un pequeño volumen de contratos de suministro a clientes regulados que su precio está dado por el Precio de Nudo de Corto Plazo. Este precio es calculado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía [CNE] como el promedio de los costos marginales 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 negocian libremente sus precios con sus proveedores.

El mercado spot es aquel donde los generadores transan entre ellos a costo marginal los excedentes o déficit de energía [a un nivel horario] y potencia que resulten de su posición comercial neta de su capacidad de producción, dado que las órdenes de despacho son por mérito económico y exógeno a cada generador.

Cabe destacar que la regulación permite 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 período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

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.

En este aspecto, la legislación establece los conceptos de Sistema de Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional, en la determinación de las tarifas.

### 3. RESUMEN PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

#### 3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo las Normas Internacionales de Información Financiera [IFRS], emitidas por el International Accounting Standards Board [en adelante IASB].

Los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 han sido preparados de acuerdo a IFRS. Los presentes estados financieros han sido aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 31 de enero de 2012.

Los Estados Consolidados de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2010, y los Estados de Resultados Integrales, de Cambios en el Patrimonio neto y de Flujos de Efectivo determinados al 31 de diciembre de 2010, han sido preparados de acuerdo a IFRS, sobre una base consistente con los criterios utilizados al 31 de diciembre de 2011.

La Compañía cumple con todas las condiciones legales a las que está 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 NIC 1, estas políticas han sido definidas en función de IFRS vigentes al 31 de diciembre de 2011 aplicadas de manera uniforme a todos los períodos 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, Estados de Resultados Integrales, Estado de Cambios en el Patrimonio y Estado de Flujo de Efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Los estados financieros consolidados han sido preparados bajo el criterio del costo histórico, con excepción, de acuerdo a IFRS, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable [nota 3.h].

**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 al			
				31.12.2011		31.12.2010	
				Directo	Indirecto	Total	Total
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	Chile	Dólar	96.854.000-9	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	86.856.100-9	99,9000	0,1000	100	100
Río Tranquilo S.A.	Chile	Dólar	76.293.900-2	-	100	100	100
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	Chile	Dólar	86.912.000-6	99,9999	-	99,9999	99,9999
Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	Chile	Dólar	96.590.600-2	15	85	100	100
Obras y Desarrollo S.A.	Chile	Dólar	96.784.960-K	-	99,9000	99,9000	99,9000
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	Chile	Dólar	76.528.870-3	99,9999	0,0001	100	100
Termoeléctrica Antilhue S.A.	Chile	Dólar	76.009.904-K	99,9999	0,0001	100	100

Todas las transacciones y los saldos significativos intercompañías han sido eliminados al consolidar, como también se ha dado reconocimiento a la participación no controladora 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.

#### **b.1 Entidades con cometido especial**

Con fecha 17 de mayo de 2010 el Ministerio de Justicia concede personalidad jurídica y aprueba los estatutos de la Fundación Colbún, dentro de los objetivos centrales de la fundación están:

La Promoción, fomento y apoyo de todas las clases de obras y actividades que tiendan al perfeccionamiento y mejoramiento de las condiciones de vida de los sectores de mayor necesidad de la población.

La investigación, el desarrollo y la difusión de la cultura y el arte. La Fundación podrá participar en la formación, organización, administración y soporte de todas aquellas entidades, instituciones, asociaciones, agrupaciones y organizaciones, sean públicas o privadas que tengan los mismos fines.

La Fundación apoyará a todas las entidades que tengan como objeto la difusión, investigación, el fomento y el desarrollo de la cultura y las artes.

La Fundación podrá financiar la adquisición de inmuebles, equipos, mobiliarios, laboratorios, salas de clases, museos y bibliotecas, financiar la readecuación de infraestructuras para apoyar el perfeccionamiento académico. Además podrá financiar el desarrollo de investigaciones, desarrollar e implementar programas de instrucción, impartir capacitación o adiestramiento para el desarrollo y financiar la edición y distribución de libros, folletos y cualquier tipo de publicaciones.

Al 31 de diciembre de 2011 Colbún y filiales entregó MUS\$1.643 por concepto de donaciones a la Fundación para el cumplimiento de sus objetivos, importe que ha sido incluido en los presentes estados financieros consolidados de la Sociedad.

**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 "Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de participación".

El detalle de las sociedades contabilizadas por el método de participación se describe en el siguiente cuadro:

SOCIEDAD COLIGADA	País	Moneda funcional	RUT	Porcentaje de participación al	
				31.12.2011 Directo	31.12.2010 Directo
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Chile	Pesos	76.652.400-1	49,0	49,0
Inversiones Electrogas S.A. <sup>(1)</sup>	Chile	Dólar	96.889.570-2	0,0	42,5
Electrogas S.A. <sup>(1)</sup>	Chile	Dólar	96.806.130-5	42,5	0,02
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Pesos	77.017.930-0	50,0	50,0

<sup>(1)</sup> Con fecha 16 de noviembre de 2011 se protocolizaron las escrituras correspondientes a la fusión de Electrogas S.A. con Inversiones Electrogas S.A., mediante la absorción de esta última por la primera.

**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 diferencian 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:

Paridad por un dólar	31.12.2011	31.12.2010
Pesos por dólar [Dólar observado]	519,20	468,01
Euros por dólar	0,7715	0,7530
Unidades de fomento por dólar	0,0233	0,0218

**f. Propiedades, plantas y equipos** - Las propiedades, plantas 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. Este valor de costo así determinado incluye los siguientes conceptos, según lo permiten las IFRS:

·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 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 5 b), considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las propiedades, planta y equipo, neto del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que componen dicho activo entre los años de sus vidas útiles técnicas estimadas [nota 5 a [i]].

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan, y ajustan si es necesario, en cada cierre de Estado de Situación.

**g. Intangibles distintos de la plusvalía** - Corresponden a servidumbres y derechos de agua adquiridos para la construcción de centrales, además de software, los cuales son valorizados de acuerdo al criterio del costo histórico.

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 5 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 período 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 Estado de Situación 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 Estado de Situación.

***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 2011 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 período 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 período menor cuando el pasivo asociado tenga una opción de prepago que se estime será ejercida.

Las obligaciones por colocación de bonos y créditos bancarios se presentan a valor neto, es decir, rebajando a su valor por los descuentos y gastos de emisión.

***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 instrumentos 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 y tasa de interés.

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, un alto porcentaje de los derivados contratados por la Compañía tienen tratamiento de cobertura de flujos de caja, la única excepción la constituyen derivados de tasa de interés que quedaron sin partida cubierta al prepagar un crédito Sindicado en febrero de 2010 y cuya posición se ha mantenido abierta y su efecto producto de la valoración a mercado se reconoce como ganancia o pérdida en el Estado de Resultados (ver punto i.4).

Un instrumento derivado se presenta como un activo no corriente o un pasivo no corriente si el período 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 evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos de instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor en la cuenta de Resultados Consolidada.

A la fecha, Colbún ha evaluado que no existen derivados implícitos en sus contratos.

**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 13.1 presenta el detalle de los valores justos de los instrumentos derivados utilizados con propósitos de cobertura.

**i.3 Cobertura del valor razonable** - El cambio en los valores razonables de los instrumentos derivados denominados y que califican como instrumentos de cobertura del valor razonable, 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.

**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, se 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, petróleo y carbón, los que se encuentran valorizados al precio medio ponderado y existencias de almacén y en tránsito, 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 Estado de Situación, los sobregiros bancarios se clasifican como 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.

**I. 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 ejercicio.

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 Estado 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 período 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 del Colbún y filiales al tipo de cambio de cierre de cada ejercicio. 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 importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del período se presenta en el ítem Provisiones del pasivo no corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado.

**n. Provisiones** - Las obligaciones existentes a la fecha del Estado de Situación, 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 revisadas 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 licitado conforme a la Ley N° 20.018 del año 2005 o un precio regulado estipulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), según corresponda.

·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 potencia, a las tarifas especificadas en los contratos respectivos.

·Clientes mercado spot - Los ingresos de las ventas de energía eléctrica y potencia se registran sobre la base de entrega física de energía y potencia, a otras compañías generadoras, al costo marginal de la energía y potencia. El mercado spot por ley está organizado a través del Centro Económico de Despacho de Carga [CDEC] al que los generadores pertenecen como coordinados junto a las empresas transmisoras, distribuidoras y a los grandes clientes libres y es donde se comercializan los superávit o déficit de energía y potencia eléctrica. Los superávit de energía y potencia se registran como ingresos y los déficits se registran como gasto dentro del estado de resultado.

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

Adicionalmente, cualquier impuesto recibido por los clientes y remitidos a las autoridades gubernamentales (por ejemplo, IVA, impuestos por ventas o tributos) se registra 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 devengan 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** - La Junta Ordinaria de Accionistas acordó que la política de dividendos será la distribución del 30% de las utilidades líquidas distribuibles del ejercicio.

La Compañía provisiona al cierre de cada ejercicio el 30% de la utilidad líquida distribuible 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.

**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.

### 3.2 Nuevos pronunciamientos contables

a. Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros en la medida que han sido aplicables.

Enmiendas a IFRS	Fecha de aplicación obligatoria
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
Mejoras a IFRSs Mayo 2010 – colección de enmiendas a siete Normas Internacionales de Información Financiera.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
Nuevas interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CIIFRS 19, Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2010
Enmiendas a interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CIIFRS 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 aplicación de estos pronunciamientos contables no ha tenido efectos significativos para la Compañía. El resto de los criterios contables aplicados en 2011 no han variado respecto a los utilizados en 2010.

b. Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente:

Nuevas IFRS	Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 9, Instrumentos Financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2015
IFRS 10, Estados Financieros Consolidado.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
IFRS 11, Acuerdos Conjuntos.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
IFRS 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
IFRS 13, Mediciones de Valor Razonable.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 27 Estados Financieros Separados.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Enmiendas a IFRS	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 12, Impuestos diferidos – Recuperación del Activo Subyacente.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 32 Instrumentos Financieros Presentación– Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
IFRS 1 [Revisada], Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
IFRS 7, Instrumentos Financieros:Revelaciones – Transferencias de Activos Financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011
Nuevas interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 20, Costos de desbroce en la Fase de Producción de una mina de superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Enero de 2013

La Sociedad está evaluando el impacto que tendrá IFRS 9 a la fecha de su aplicación efectiva. La Administración de la Compañía y sus subsidiarias, estima que la futura adopción de las Normas e Interpretaciones antes descritas no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo.

### 3.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en los presentes estados financieros es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad principios y criterios en conformidad con IFRS.

En la preparación de los estados financieros en conformidad con IFRS se 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 ejercicio reportado. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la administración sobre los montos reportados, eventos o acciones.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado estimaciones tales como:

- Vida útil de propiedades, plantas y equipos e intangibles [ver nota 3.1.f y 5.a]
- Pérdidas por deterioro [ver nota 5.b]
- Hipótesis empleadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros [ver nota 3.1.h y 5.d]
- Hipótesis utilizadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con empleados [ver nota 3.1.m]
- Probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes [ ver nota 3.1.n]
- La energía suministrada a clientes y pendiente de facturación al cierre de cada ejercicio.

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas [al alza o la baja] en próximos períodos, lo que se aplicaría de forma prospectiva en el momento de conocida la variación, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros, de acuerdo a NIC 8.

## 4. GESTIÓN DE RIESGO FINANCIERO

### 4.1 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, mitigar 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 y la periodicidad de los análisis de riesgo son políticas normadas por el Directorio de la Compañía.

La función de gestión de riesgo es realizada por un Comité de Riesgos con el apoyo de la Gerencia de Gestión y Control de Riesgo [perteneciente a la División Negocios y Gestión de Energía] y en coordinación con las demás divisiones de la Compañía.

### 4.2 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.

#### 4.2.1 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, patrones de demanda, estructura de la industria en cuanto a oferta en generación y transmisión, 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.

En relación a los riesgos del negocio eléctrico, para el año 2011 los principales se encuentran asociados a la hidrología y los precios de los combustibles, los que se detallan a continuación:

##### a. Riesgo hidrológico

Aproximadamente 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, con una confiabilidad del 95%, se encuentra razonablemente mitigada mediante varios contratos de venta que se indexan al precio spot. Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante supervisión con el objeto de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.

En este sentido, dadas las condiciones hidrológicas que se estaban observando para el año 2011, en agosto de 2010 se perfeccionó un acuerdo de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco para los primeros meses del año 2011. Posteriormente y dado que las condiciones hidrológicas durante el primer semestre de 2011 se mantuvieron desfavorables, se procedió a extender dicho acuerdo hasta agosto de 2011.

Adicionalmente, dadas las condiciones hidrológicas que se están observando para el año 2012, en diciembre de 2011 se perfeccionó un acuerdo de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco para los primeros meses del año 2012.

## **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, existiendo un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles.

Cabe señalar que parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles, tales como diesel y carbón.

Para complementar lo anterior y de acuerdo a la política de revisión periódica de los riesgos de la Compañía, a mediados del año 2010, visualizando la necesidad de operar con nuestras plantas térmicas en el año 2011, se tomaron instrumentos de coberturas [opciones Call sobre WTI] con el objeto de acotar los incrementos en los costos de la Compañía por aumento en los precios internacionales del petróleo.

## **c. Riesgo de suministro de Combustibles**

Con respecto al suministro de combustibles líquidos la Compañía mantiene contratos con proveedores y capacidad de almacenamiento propio que le permiten contar con una adecuada confiabilidad en la disponibilidad de este tipo de combustible.

Con respecto al inicio de las compras de carbón para la nueva central térmica Santa María, se han realizado licitaciones invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra temprana de modo evitar cualquier riesgo de no contar con este combustible.

### **4.2.2 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 contraparte 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 aproximadamente US\$3,4 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	31.12.2011	31.12.2010
Fija	100%	100%
Variable	0%	0%
Total	100%	100%

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente prepagado en febrero del año 2010. Estos instrumentos por un notional de US\$200 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que será manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

#### 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.

Sin perjuicio de lo anterior, durante los últimos meses se han observado problemas puntuales de insolvencia de algunos integrantes del CDEC.

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 2011 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 89% 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 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 período.

Al 31 de diciembre de 2011 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$296 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y Depósitos a Plazo con duración promedio menor a 90 días. Asimismo, la compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: [i] una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 5 millones, [ii] dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, [iii] una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y [iv] líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

### 4.3 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.

### 5. 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 en la preparación de los presentes estados financieros:

#### a. Cálculo de depreciación y amortización, y estimación de vidas útiles asociadas:

Tanto las propiedades, plantas y equipos como los activos intangibles distintos de la plusvalía 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 2011 y 2010 son las siguientes:

(i) Vidas útiles Propiedades, plantas y equipos:

El detalle de las vidas útiles de las principales Propiedades, planta y equipos se presenta a continuación:

Clases de propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Construcciones y obras de infraestructura	30 - 50
Maquinarias y equipos	20 - 50
Otros activos fijos	10 - 20

Para mayor información, se presenta una apertura adicional por clases de planta:

Clases de plantas	Intervalo de años de vida útil estimada
<b>Instalaciones de generación</b>	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	30 - 50
Equipo electromecánico	20 - 50
Centrales térmicas	
Obra civil	20 - 50
Equipo electromecánico	20 - 35

(ii) Vidas útiles activos intangibles distintos de la plusvalía (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.

(iii) Vidas útiles activos intangibles distintos de la plusvalía (con vidas útiles indefinidas):

La Compañía efectuó un análisis de las vidas útiles de los activos intangibles distintos de la plusvalía, 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 4, 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.

## 6. OPERACIONES POR SEGMENTOS

El negocio básico de 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 hidráulicos / térmicos que producen energía eléctrica para servir a una 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.

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.

Dado que 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 IFRS 8, se define como el único segmento operativo para Colbún S.A., a la totalidad del negocio ya señalado.

### Información sobre productos y servicios

SERVICIOS	Enero - Diciembre	
	2011 [MUS\$]	2010 [MUS\$]
Ventas de energía	1.022.871	782.068
Ventas de potencia	149.085	142.398
Otros ingresos	160.820	99.777
<b>Total ventas</b>	<b>1.332.776</b>	<b>1.024.243</b>

### Información sobre ventas a clientes principales

CLIENTES PRINCIPALES	Enero - Diciembre			
	2011		2010	
	MUS\$	%	MUS\$	%
CGE	345.545	26%	208.604	20%
Chilectra	248.010	19%	63.748	6%
AngloAmerican	175.873	13%	160.979	16%
Codelco	146.350	11%	137.388	13%
Conafe	43.810	3%	41.297	4%
Otros	373.188	28%	412.227	41%
<b>Total Ventas</b>	<b>1.332.776</b>	<b>100%</b>	<b>1.024.243</b>	<b>100%</b>

## 7. CLASES DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

a. La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es la siguiente:

EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Efectivo en caja	56	43
SalDOS bancos	333	332
Depósitos a Plazo	192.788	437.003
Fondos Mutuos	102.649	117.144
<b>Total</b>	<b>295.826</b>	<b>554.522</b>

Los Depósitos a Plazo vencen en un plazo inferior a tres meses y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

Los Fondos Mutuos corresponden a fondos de renta fija en pesos, euros 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 equivalentes al efectivo no tienen restricciones de disponibilidad.

b. El detalle de efectivo y equivalentes al efectivo, por tipo de moneda, considerando el efecto de derivados, es el siguiente:

MONEDA	31.12.2011		31.12.2010	
	Moneda de origen MUS\$	Moneda con derivado <sup>(1)</sup> MUS\$	Moneda de origen MUS\$	Moneda con derivado <sup>(1)</sup> MUS\$
EUR	13.858	52.874	6.040	38.274
CLP	221.553	81.061	539.768	144.063
USD	60.415	161.100	8.714	360.237
<b>Total</b>	<b>295.826</b>	<b>295.035</b>	<b>554.522</b>	<b>542.574</b>

<sup>(1)</sup> Considera el efecto de forward de tipo de cambio suscritos para redenominar a dólares o euros ciertos Depósitos a Plazo en pesos.

## 8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

	Corriente		No corriente	
	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Instrumentos Derivados cobertura <sup>(2)</sup>	4.528	14.895	11.052	33.466
Instrumentos Derivados inversión	-	509	-	-
Fideicomiso TGN <sup>(1)</sup>	-	374	-	-
Inversión en el CDEC	-	-	289	367
<b>Total</b>	<b>4.528</b>	<b>15.778</b>	<b>11.341</b>	<b>33.833</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde a títulos de deuda emitidos por el Fideicomiso Financiero Transportadora de Gas del Norte Serie 02.

<sup>(2)</sup> Corresponde al mark-to-market positivo corriente y no corriente de los derivados de cobertura vigentes al cierre de cada período. [Ver nota 13.1].

## 9. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

RUBRO	Corriente	
	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Deudores comerciales con contrato	157.031	132.585
Deudores comerciales sin contrato	418	104.001
Deudores varios <sup>(1)</sup>	56.603	71.799
<b>Total</b>	<b>214.052</b>	<b>308.385</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde principalmente a anticipo proveedores y cuenta por cobrar relacionados con seguros de siniestros.

El período medio de cobro a clientes es de 30 días, sin considerar las ventas a clientes distribuidoras sin contrato [RM88], cuyo importe se cobra de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N°933 de la Comisión Nacional de Energía y según lo mencionado en la Ley N°20.018 [Ley Corta II].

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 ejercicio.

Los valores razonables de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corresponden a los mismos valores comerciales.

## 10. 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\$	Total MUS\$
<b>31 de diciembre de 2011</b>					
Fondos Mutuos y Depósitos a Plazo [ver nota 7]	-	192.788	102.649	-	295.437
Deudores comerciales y cuentas por cobrar [ver nota 9]	-	214.052	-	-	214.052
Instrumentos financieros derivados [ver nota 13]	-	-	-	15.580	15.580
Otros activos financieros [ver nota 8]	289	-	-	-	289

<b>Total</b>	<b>289</b>	<b>406.840</b>	<b>102.649</b>	<b>15.580</b>	<b>525.358</b>
--------------	------------	----------------	----------------	---------------	----------------

	Mantenidos al vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Total MUS\$
<b>31 de diciembre de 2010</b>					
Fondos Mutuos y Depósitos a Plazo [ver nota 7]	-	437.003	117.144	-	554.147
Deudores comerciales y cuentas por cobrar [ver nota 9]	-	311.199	-	-	311.199
Instrumentos financieros derivados [ver nota 13]	-	-	-	48.361	48.361
Otros activos financieros [ver nota 8]	741	-	509	-	1.250
<b>Total</b>	<b>741</b>	<b>748.202</b>	<b>117.653</b>	<b>48.361</b>	<b>914.957</b>

## 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.

CALIDAD CREDITICIA DE ACTIVOS FINANCIEROS	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
<i>Cientes con clasificación de riesgo local</i>		
AAA	12.420	9.574
AA	51.976	32.713
AA-	-	46.115
A+	61.424	562
A	910	395
A-	96	48
<b>Total</b>	<b>126.826</b>	<b>89.407</b>
<i>Cientes sin clasificación de riesgo local</i>		
<b>Total</b>	<b>30.205</b>	<b>43.178</b>
<i>Distribuidoras sin contrato de venta de energía</i>		
<b>Total</b>	<b>418</b>	<b>104.001</b>
<i>Caja en bancos y depósitos bancarios a corto plazo Mercado Local</i>		
AAA	109.033	248.058
AA+	54	121.877
AA	58.494	137
AA-	25.511	67.306
<b>Total</b>	<b>193.092</b>	<b>437.378</b>
<i>Caja en bancos y depósitos bancarios a corto plazo Mercado Internacional (*)</i>		
A+ o inferior	85	-
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>-</b>
<i>Activos Financieros derivados Contraparte Mercado Local</i>		
AAA	8.941	26.637
AA+	206	-
AA-	4.342	13.365
<b>Total</b>	<b>13.489</b>	<b>40.002</b>
<i>Activos Financieros derivados Contraparte Mercado Internacional (*)</i>		
AA-	-	4.362
A+ o inferior	2.091	3.997
<b>Total</b>	<b>2.091</b>	<b>8.359</b>

(\*) Clasificación de riesgo internacional

Ninguno de los activos financieros pendientes de vencimiento ha sido objeto de renegociación durante el período.

## 11. 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 2011 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
AFP Provida S.A. (*)	5,53
AFP Habitat S.A. (*)	4,62
AFP Capital S.A. (*)	4,18
AFP Cuprum S.A. (*)	2,80
Banco de Chile por cuenta de terceros	1,98
Larraín vial S.A. corredora de bolsa.	1,41
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	1,64
Otros accionistas	19,09
<b>Total</b>	<b>100,00</b>

(\*) Corresponde a la participación consolidada por cada administradora de fondos de pensión.

### b. Saldo y transacciones con entidades relacionadas:

#### b.1. Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País origen	Naturaleza de la relación	Tipo de Moneda	Corriente		No corriente	
					31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
96.731.890-6	Cartulinas CMPC S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Dólar	10.000	-	10.000	-
				Pesos	1.806	1.629	-	-
96.853.150-6	Papeles Cordillera S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	1.312	1.186	398	332
90.532.330-9	CMPC Celulosa S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	1.639	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Dólar	1.308	-	-	-
96.529.310-8	CMPC Tissue S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	453	415	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Coligada	Pesos	232	1.655	-	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Chile	Coligada	Pesos	-	-	-	3.477
				<b>Total</b>	<b>16.750</b>	<b>4.885</b>	<b>10.398</b>	<b>3.809</b>

#### b.2. Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País origen	Naturaleza de la relación	Tipo de Moneda	Corriente	
					31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
99.520.000-7	Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Director Común	Pesos	31.901	13.112
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Coligada	Pesos	220	374
90.412.000-6	Minera Valparaíso S.A.	Chile	Accionista	Dólar	-	13.425
79.621.850-9	Forestal Cominco S.A.	Chile	Accionista	Dólar	-	5.192
				<b>Total</b>	<b>32.121</b>	<b>32.103</b>

b. 3 Transacciones más significativas y sus efectos en resultado

RUT	Sociedad	País origen	Naturaleza de la relación	Tipo de moneda	Descripción de la Transacción	Enero - Diciembre			
						2011		2010	
						Monto MUS\$	Efecto en resultados [cargo] abono MUS\$	Monto MUS\$	Efecto en resultados [cargo] abono MUS\$
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Coligada	Pesos	Peaje uso de instalaciones	3.472	(2.918)	2.558	(2.172)
				UF	Intereses por préstamo otorgado	69	69	104	104
				UF	Servicios Administrativos	232	232	-	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Chile	Coligada	UF	Préstamo otorgado <sup>(1)</sup>	9.244	-	14.856	-
				UF	Intereses por préstamo otorgado	101	101	1.625	1.625
				UF	Capitalización deuda <sup>(1)</sup>	12.921	-	48.663	-
				UF	Aportes de Capital <sup>(1)</sup>	11.916	-	-	-
96.731.890-6	Cartulinas CMPC S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía y potencia	23.855	20.046	21.904	18.667
				Dólar	Venta de energía y potencia	23.800	20.000	-	-
96.529.310-8	CMPC Tissue S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía, potencia y transporte de energía	5.766	4.845	5.282	4.502
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Coligada	Pesos	Servicio de transporte de gas	9.802	(8.237)	9.460	(7.950)
				Pesos	Servicio de transporte de diesel	1.064	(894)	1.092	(917)
				Dólar	Dividendos recibidos	1.286	-	-	-
				Dólar	Dividendo declarado <sup>(2)</sup>	1.308	-	-	-
96.889.570-2	Inversiones Electrogas	Chile	Coligada	Dólar	Dividendos recibidos	7.276	-	-	-
96.853.150-6	Papeles Cordillera S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía, potencia y transporte de energía	16.039	13.478	14.713	12.540
90.412.000-6	Minera Valparaíso S.A.	Chile	Accionista mayoritario	Dólar	Pago de dividendos	13.043	-	27.436	-
79.621.850-9	Forestal Cominco S.A.	Chile	Accionista mayoritario	Dólar	Pago de dividendos	5.192	-	10.921	-
96.532.330-9	CMPC Celulosa S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía, potencia y transporte de energía	40.459	33.999	21.188	17.805
99.520.000-7	Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Director Común	Pesos	Compra de Combustible	267.783	(225.028)	365.696	(307.824)

<sup>(1)</sup> Con fecha 08 de abril de 2011, en Junta Extraordinaria de Accionistas de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., se acordó aumentar el capital de dicha sociedad. Colbún participó mediante la capitalización de los préstamos otorgados a esta Sociedad (MUS\$ 9.244 por el año 2011 y MUS\$ 3.677 del año 2010) y con aportes de capital por MUS\$ 11.916 al 31 de diciembre de 2011.

<sup>(2)</sup> Con fecha diciembre de 2011 la coligada Electrogas S.A. declaró un dividendo provisorio con cargo a la utilidad del 2011.

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 2011 y 2010, en transacciones inhabituales 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.

Con fecha 26 de Abril de 2011 en Junta Ordinaria de Accionistas, se renovó el Directorio de la Compañía.

### 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 26 de Abril de 2011 en Junta Ordinaria de Accionistas, se designaron como integrantes del Comité de Directores a los directores señores Luis Felipe Gazitúa Achondo, Fernando Franke García y Sergio Undurraga Saavedra, teniendo estos dos últimos la calidad de directores independientes.

### e. Remuneración y otras prestaciones

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es determinada en la Junta General Ordinaria de Accionistas de la compañía.

El detalle de los montos pagados durante los ejercicios 2011 y 2010 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	Enero - Diciembre			
		2011		2010	
		Directorio de Colbún MUS\$	Comité de Directores MUS\$	Directorio de Colbún MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Bernardo Matte Larraín	Presidente	109	-	112	-
Emilio Pellegrini Ripamonti	Vice-presidente	20	-	87	14
Demetrio Zañartu Bacarreza	Director	18	-	47	-
Luis Felipe Gazitúa Achondo	Director	55	13	47	-
Fernando Franke García	Director	55	13	47	13
Juan Hurtado Vicuña	Director	55	-	46	-
Eduardo Navarro Beltrán	Director	55	-	47	-
Arturo Mackenna Iñiguez	Director	55	-	47	-
Sergio Undurraga Saavedra	Director	55	13	47	13
Eliodoro Matte Larraín	Director	37	-	-	-
Jorge Larraín Bunster	Director	37	-	-	-
<b>Total</b>		<b>551</b>	<b>39</b>	<b>527</b>	<b>40</b>

#### e.2 Gastos en Asesoría del Directorio

Durante el período terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Directorio no realizó gastos por asesorías.

### ***e.3 Remuneración de los miembros de la Alta Dirección que no son Directores***

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>
Jorge Bernardo Larraín Matte	Gerente General
Juan Eduardo Vásquez Moya	Gerente División Negocios y Gestión de Energía
Enrique Donoso Moscoso	Gerente División Generación
Cristián Morales Jaureguiberry	Gerente División Finanzas y Administración
Eduardo Lauer Rodríguez	Gerente División Ingeniería y Proyectos
Carlos Abogabir Ovalle	Gerente Asuntos Corporativos
Rodrigo Pérez Stieповic	Gerente Legal
Paula Martínez Osorio	Gerente de Organización y Personas
Eduardo Morel Montes	Asesor Tecnológico

Las remuneraciones devengadas por el personal de la Alta Administración asciende a MUS\$3.931, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, y MUS\$2.467 al 31 de diciembre de 2010. 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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Compañía no ha realizado este tipo de operaciones.

### ***e.7 Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes***

La Compañía tiene para toda su plana ejecutiva, bonos 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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 se cancelaron MUS\$450. Durante el ejercicio 2010, no se realizaron pagos por este concepto.

### ***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.

## 12. INVENTARIOS

### Política de medición de inventarios

En este rubro se registra i) el stock de gas, petróleo y carbón, los que se encuentran valorizados al precio medio ponderado, ii) importaciones de carbón en tránsito valorizadas al costo y iii) existencias de almacén que serán utilizadas durante el ejercicio, en la mantención de las propiedades, plantas y equipos de la Compañía, los que se encuentran valorizados a su costo, importes que no superan su valor neto de realización.

La composición de este rubro es el siguiente:

CLASES DE INVENTARIOS	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Existencias de almacén	9.923	9.689
Gas Line Pack	274	273
Petróleo	3.913	3.699
Carbón <sup>(1)</sup>	27.122	-
Existencias en tránsito <sup>(1)</sup>	5.034	-
<b>Total</b>	<b>46.265</b>	<b>13.661</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde a existencias de carbón que serán utilizadas en pruebas de funcionamiento del proyecto Central Santa María.

### Costo de inventarios reconocidos como gasto

Los consumos reconocidos como gastos durante los ejercicios 2011 y 2010 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

COSTO INVENTARIO	Enero - Diciembre	
	2011 MUS\$	2010 MUS\$
Consumos almacén	7.569	3.930
Gas Line Pack [ver nota 29]	303.563	127.862
Petróleo [ver nota 29]	357.262	336.560
<b>Total</b>	<b>668.394</b>	<b>468.352</b>

## 13. INSTRUMENTOS DERIVADOS

La Compañía, siguiendo la política de gestión de riesgos financieros descrita en la Nota 4, 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 utilizar en proyectos de construcción de centrales de generación eléctrica. Los instrumentos utilizados corresponden principalmente a opciones y forwards.

Al 31 de diciembre de 2011, la Compañía clasifica todas sus coberturas como "Cobertura de flujos de caja", excepto US\$200 millones de valor nominal de derivados de tasa de interés que quedaron sin partida cubierta al prepagar un crédito Sindicado en febrero de 2010, cuya posición se ha mantenido abierta y la valoración a mercado de estos derivados se registran como ganancia o pérdida en el Estado de Resultados.

### 13.1 Instrumentos de Cobertura

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, que recoge la valorización de los instrumentos financieros a dichas fechas, es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
<b>Activos de Cobertura</b>				
Cobertura de tipo de cambio Cobertura flujo de caja	4.528	8.169	11.052	33.466
Cobertura de tasa de interés Cobertura flujo de caja	-	6.726	-	-
<b>Total [ver nota 8]</b>	<b>4.528</b>	<b>14.895</b>	<b>11.052</b>	<b>33.466</b>
<b>Pasivos de Cobertura</b>				
Cobertura de tipo de cambio Cobertura flujo de caja	-	14.710	-	-
Cobertura de tasa de interés Cobertura flujo de caja	1.714	2.077	23.597	16.845
<b>Total [ver nota 22.a]</b>	<b>1.714</b>	<b>16.787</b>	<b>23.597</b>	<b>16.845</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
	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$			
Forwards de moneda	2.123	2.630	Desembolsos futuros Proyecto	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Forwards de moneda	(572)	(14.710)	Inversiones Financieras	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Swaps de tasa de interes	(11.644)	(7.177)	Préstamos Bancarios	Tasa de interés	Flujo de caja
Swaps de tasa de interes	(13.667)	(11.325)	Obligaciones con el Público [Bonos]	Tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps	5.950	25.310	Obligaciones con el Público [Bonos]	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Cross Currency Swaps	8.079	13.275	Préstamos Bancarios	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Opciones de petróleo	-	6.726	Compras de Petróleo	Precio del Petróleo	Flujo de caja
<b>Total</b>	<b>(9.731)</b>	<b>14.729</b>			

### 13.2 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 2011, 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.

#### 14. INVERSIONES EN SUBSIDIARIAS

Los estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Compañía Matriz y las sociedades controladas (ver nota 3b). A continuación se incluye información detallada de las Subsidiarias al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

SUBSIDIARIA	Activos Corrientes MUS\$	Activos No Corrientes MUS\$	Pasivos Corrientes MUS\$	Pasivos No Corrientes MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Importe de Ganancia [pérdida] neta MUS\$
31.12.2011						
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	1.104	11.457	6.547	514	3.625	[530]
Colbun International Limited	532	-	5	-	-	[9]
Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.	1	1.162	631	-	-	-
Río Tranquilo S.A.	23.343	73.647	26.356	6.113	14.534	4.769
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	155.422	247.526	82.677	8.824	55.941	15.116
Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	109.856	107.210	95.344	17.753	49.033	30.514
Obras y Desarrollo S.A.	49.828	37.028	29.283	11.248	23.132	1.551
Termoeléctrica Nahuenco S.A.	2.035	3.186	18.319	1.184	1.191	[5.055]
Termoeléctrica Antilhue S.A.	6.196	54.161	30.510	5.745	6.000	1.740

SUBSIDIARIA	Activos Corrientes MUS\$	Activos No Corrientes MUS\$	Pasivos Corrientes MUS\$	Pasivos No Corrientes MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Importe de Ganancia [pérdida] neta MUS\$
31.12.2010						
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	2.741	10.986	7.229	470	1.681	[870]
Colbun International Limited	542	-	5	-	-	[16]
Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.	-	681	151	-	-	[3]
Río Tranquilo S.A.	5.347	79.810	19.936	5.469	15.078	7.545
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	103.061	284.786	26.561	10.342	55.829	29.457
Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	26.402	110.572	18.552	18.479	61.673	37.894
Obras y Desarrollo S.A.	31.252	38.672	1.104	11.229	41.238	4.413
Termoeléctrica Nahuenco S.A.	255	2.372	10.766	1.088	1.450	[2.870]
Termoeléctrica Antilhue S.A.	136	57.224	30.010	4.988	-	[1.465]

#### 15. DERECHOS POR COBRAR NO CORRIENTE

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es la siguiente:

	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Derechos por cobrar		
Deudores Comerciales con contrato	-	2.814
Total	-	2.814

## 16. 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 2011 y 2010:

Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2011 %	Saldo al 01.01.2011 MUS\$	Adiciones MUS\$	Resultado del ejercicio MUS\$	Dividendos MUS\$	Reserva patrimonio MUS\$	Subtotal 31.12.2011 MUS\$	Utilidad no realizada 31.12.2011 MUS\$	Total 31.12.2011 MUS\$
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. <sup>(1)</sup>	3.237.675	49,00%	104.004	24.837	(5.051)	-	(13.090)	110.700	-	110.700
Inversiones Electrogas S.A. <sup>(3)</sup>	0	0,00%	15.814	(21.568)	7.400	(7.276)	4.783	(847)	847	-
Electrogas S.A. <sup>(3)</sup>	175.076	42,05%	9	20.269	1.210	(1.286)	(1.461)	18.741	-	18.741
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	0	50,00%	10.662	-	713	-	(979)	10.396	-	10.396
<b>Totales</b>			<b>130.489</b>	<b>23.538</b>	<b>4.272</b>	<b>(8.562)</b>	<b>(10.747)</b>	<b>138.990</b>	<b>847</b>	<b>139.837</b>

Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2010 %	Saldo al 01.01.2010 MUS\$	Adiciones MUS\$	Resultado del ejercicio MUS\$	Dividendos MUS\$	Reserva patrimonio MUS\$	Subtotal 31.12.2010 MUS\$	Utilidad no realizada 31.12.2010 MUS\$	Total 31.12.2010 MUS\$
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. <sup>(1)</sup>	3.237.675	49,00%	56.220	48.663	(6.943)	-	6.064	104.004	-	104.004
Inversiones Electrogas S.A. <sup>(2)</sup>	425	42,50%	15.570	-	6.540	(6.190)	741	16.661	(847)	15.814
Electrogas S.A. <sup>(2)</sup>	85	0,02%	8	-	4	(3)	-	9	-	9
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	0	50,00%	8.952	-	908	-	802	10.662	-	10.662
<b>Totales</b>			<b>80.750</b>	<b>48.663</b>	<b>509</b>	<b>(6.193)</b>	<b>7.607</b>	<b>131.336</b>	<b>(847)</b>	<b>130.489</b>

<sup>(1)</sup> Ver nota explicativa 11.b.3.

<sup>(2)</sup> La compañía aplicaba método de participación en Electrogas S.A., ya que ejercía influencia significativa a través de dos representantes en el Directorio y, adicionalmente poseía el 42,5% de Inversiones Electrogas S.A., la Matriz de esta sociedad.

<sup>(3)</sup> Con fecha 16 de noviembre de 2011, se protocolizaron las escrituras correspondientes a la fusión de Electrogas S.A. con Inversiones Electrogas S.A., mediante la absorción de esta última por la primera.

## b. Información financiera de las sociedades coligadas y bajo control conjunto

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2011 y 2010 de los estados financieros de sociedades coligadas o control conjunto en las que la Compañía tiene participación:

31.12.2011

SOCIEDAD	Activo Corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo Corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$
Electrogas S.A. [ver nota 16.a]	5.176	86.203	18.312	28.973	35.640	(2.670)
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	19.743	223.187	14.153	1.994	-	(15.277)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	2.841	20.289	596	1.862	4.521	(1.727)
<b>Total</b>	<b>22.584</b>	<b>243.476</b>	<b>14.749</b>	<b>3.856</b>	<b>4.521</b>	<b>(17.004)</b>

31.12.2010

SOCIEDAD	Activo Corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo Corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$
Electrogas S.A. [ver nota 16.a]	9.806	90.445	20.941	36.817	30.518	(2.449)
Inversiones Electrogas S.A. [ver nota 16.a]	-	4.548	5	-	1.922	(303)
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	22.651	206.146	16.358	1.373	-	(10.109)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	6.894	20.303	3.754	1.959	4.534	(1.718)
<b>Total</b>	<b>29.545</b>	<b>226.449</b>	<b>20.112</b>	<b>3.332</b>	<b>4.534</b>	<b>(11.827)</b>

## 17. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

a. A continuación se presenta el detalle al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

	31.12.2011	31.12.2010
	MUS\$	MUS\$
<b>Activos Intangibles, Neto</b>		
Derechos de Agua	16.680	15.709
Servidumbres	36.906	17.322
Software	5.736	6.587
<b>Total</b>	<b>59.322</b>	<b>39.618</b>
<b>Activos Intangibles, Bruto</b>		
Derechos de Agua	16.680	15.709
Servidumbres	36.922	17.338
Software	7.794	7.084
<b>Total</b>	<b>61.396</b>	<b>40.131</b>
<b>Amortización Acumulada</b>		
Servidumbres	[16]	[16]
Software	[2.058]	[497]
<b>Total</b>	<b>[2.074]</b>	<b>[513]</b>

b. La composición y movimiento del activo intangible durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010 ha sido la siguiente:

	Derechos de Agua	Servidumbres	Software	Intangibles, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>Movimientos año 2011</b>				
Saldo inicial al 01.01.2011	15.709	17.322	6.587	39.618
Adiciones	971	3.764	614	5.349
Traslados	-	15.820	96	15.916
Amortización del ejercicio [ver nota 31]	-	-	[1.561]	[1.561]
<b>Saldo final al 31.12.2011</b>	<b>16.680</b>	<b>36.906</b>	<b>5.736</b>	<b>59.322</b>

	Derechos de Agua	Servidumbres	Software	Intangibles, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>Movimientos año 2010</b>				
Saldo inicial al 01.01.2010	13.864	13.467	6.097	33.428
Adiciones	1.845	3.789	510	6.144
Traslados	-	74	399	473
Amortización del ejercicio [ver nota 31]	-	[8]	[419]	[427]
<b>Saldo final al 31.12.2010</b>	<b>15.709</b>	<b>17.322</b>	<b>6.587</b>	<b>39.618</b>

La administración de la Compañía, de acuerdo a lo explicado en nota 5b), considera que no existen indicios de deterioro del valor contable de los activos intangibles.

La Compañía no posee activos intangibles que estén afectados como garantías al cumplimiento de obligaciones.

## 18. CLASES DE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS

a. A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

	31.12.2011	31.12.2010
	MUS\$	MUS\$
<b>Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto</b>		
Terrenos	272.842	259.421
Construcciones y Obras de Infraestructura	1.785.605	1.776.963
Maquinarias y Equipos	1.086.706	1.238.242
Otros Activos Fijos	50.719	49.646
Obras en Ejecución	1.398.849	1.107.296
<b>Total</b>	<b>4.594.721</b>	<b>4.431.568</b>
<b>Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto</b>		
Terrenos	272.842	259.421
Construcciones y Obras de Infraestructura	2.040.950	1.965.726
Maquinarias y Equipos	1.305.871	1.402.694
Otros Activos Fijos	59.858	56.998
Obras en Ejecución	1.398.849	1.107.296
<b>Total</b>	<b>5.078.370</b>	<b>4.792.135</b>
<b>Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor de Propiedades, Plantas y Equipos</b>		
Construcciones y Obras de Infraestructura	(255.345)	(188.763)
Maquinarias y Equipos	(219.165)	(164.452)
Otros Activos Fijos	(9.139)	(7.352)
<b>Total</b>	<b>(483.649)</b>	<b>(360.567)</b>

b. La composición y movimiento de propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio al 31 de diciembre de 2011 y 2010 ha sido la siguiente:

Movimientos año 2011	Terrenos MUS\$	Construcciones y obras de infraestructura MUS\$	Maquinarias y equipos MUS\$	Otros activos fijos MUS\$	Obras en ejecucion MUS\$	Propiedades, plantas y equipos, Neto MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2011	259.421	1.776.963	1.238.242	49.646	1.107.296	4.431.568
Adiciones	9.593	331	1.657	3.499	290.052	305.132
Desapropiaciones	-	[4]	[2.977]	-	-	[2.981]
Traslados	3.828	74.897	[95.503]	[639]	1.501	[15.916]
Gastos por Depreciación (ver nota 31)	-	[66.582]	[54.713]	[1.787]	-	[123.082]
<b>Total Movimiento</b>	<b>13.421</b>	<b>8.642</b>	<b>[151.536]</b>	<b>1.073</b>	<b>291.553</b>	<b>163.153</b>
Saldo final al 31.12. 2011	272.842	1.785.605	1.086.706	50.719	1.398.849	4.594.721
Movimientos año 2010	Terrenos MUS\$	Construcciones y obras de infraestructura MUS\$	Maquinarias y equipos MUS\$	Otros activos fijos MUS\$	Obras en ejecucion MUS\$	Propiedades, plantas y equipos, Neto MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2010	259.049	1.815.775	1.285.070	48.415	776.441	4.184.750
Adiciones	228	12.538	6.873	3.774	382.627	406.040
Desapropiaciones	-	[2.288]	[1.031]	[28]	[31.790]	[35.137]
Traslados	144	14.208	5.157	-	[19.982]	[473]
Gastos por Depreciación (ver nota 31)	-	[63.270]	[57.827]	[2.515]	-	[123.612]
<b>Total Movimiento</b>	<b>372</b>	<b>[38.812]</b>	<b>[46.828]</b>	<b>1.231</b>	<b>330.855</b>	<b>246.818</b>
Saldo final al 31.12. 2010	259.421	1.776.963	1.238.242	49.646	1.107.296	4.431.568

### c. Otras revelaciones

La política de reconocimiento de costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación de Propiedades, plantas y equipos 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 342 MW, la construcción de la Línea de Transmisión Santa María - Charrúa de una capacidad de 900 MVA, la Central Hidráulica Angostura con una potencia de 316 MW y la Central Hidráulica San Pedro con una potencia de 150 MW.

Respecto al proyecto Santa María, este proyecto continúa en etapa de comisionamiento y pruebas. Durante el segundo trimestre del año se realizó el primer encendido de la caldera principal y se finalizó la etapa de construcción del sitio de cenizas. También durante el tercer trimestre se realizó la primera sincronización al SIC. Estimamos la entrada en operación de la central para el primer cuatrimestre del 2012.

En relación con el contrato de construcción llave en mano y a suma alzada para la construcción en Coronel de la central a carbón Santa María I, suscrito en junio de 2007 entre Colbún S.A. y un Consorcio extranjero, el 26 de Diciembre de 2011, Colbún percibió un total de US\$ 94,1 millones correspondientes a: (i) un pago efectuado directamente por el Consorcio en sustitución de dos boletas de garantía; y (ii) al cobro directo de otras dos boletas de garantía. Previamente, con fecha 16 de noviembre del año 2011, Colbún hizo efectiva otras boletas de garantía por la cantidad total de US\$ 8,6 millones.

Los pagos referidos fueron requeridos por Colbún, por haber incurrido el Consorcio en incumplimientos a diversas obligaciones bajo el Contrato, que generan multas y obligaciones restitutorias e indemnizatorias en favor de Colbún.

El cobro de estos montos no tendrá efecto en resultado, pues se aplicaron a reducir costos y gastos en los que Colbún debió incurrir con motivo de los incumplimientos referidos, y se encuentran activados en el Proyecto.

En cuanto a los impactos del terremoto ocurrido el 27 de febrero de 2010, Colbún S.A. tiene vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo Construcción y Montaje" que incluye tanto daño físico como para perjuicios por paralización ("ALOP" advanced loss of profit). El proceso de liquidación continúa su curso.

La Compañía mantenía al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material derivados de contratos de construcción bajo modalidad EPC por un importe de MUS\$250.979 y MUS\$72.856, respectivamente. Las compañías con las cuales opera son: Alstom Chile S.A., Andritz Chile Ltda., Constructora CVV Compax Limitada, Andritz Hydro S.R.L., Alstom Hydro France S.A., Emp. Alstom Hydro España S.L., Constructora Angostura Ltda., Ingeniería y Construcción Tecnimont, Posco Engineering y Construction Co., Slovenske Energeticke Strojarnje a.s y Tecnimont S.P.A.

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, entendiéndose 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.

Los costos por intereses y diferencias de cambios capitalizados acumulados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010, corresponden a MUS\$ 49.398 y MUS\$ 83.266, respectivamente. La tasa media de financiamiento de la Compañía corresponde a 5,48% para 2011 y 6,13% al 2010.

## 19. ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES

Las cuentas por cobrar por impuestos al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente se detallan a continuación:

	31.12.2011	31.12.2010
	MUS\$	MUS\$
Remanente crédito fiscal	115.553	138.709
Impuesto Específico Petróleo Diesel	39.962	3.534
Pagos provisionales mensuales	21.804	12.430
PPUA por utilidades retenidas	5.144	8.191
Créditos SENCE	209	167
Remanente IVA Artículo 27 Bis	-	15.364
<b>Total</b>	<b>182.672</b>	<b>178.395</b>

## 20. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS

Los otros activos al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se detallan a continuación:

	Corriente		No corriente	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Primas de instalaciones y responsabilidad civil	10.565	7.661	-	-
Pagos anticipados	-	4.887	12.670	12.870
Patentes por no uso derechos de agua <sup>(1)</sup>	-	-	8.277	6.216
Otros activos varios	562	675	2.017	1.838
<b>Total</b>	<b>11.127</b>	<b>13.223</b>	<b>22.964</b>	<b>20.924</b>

<sup>(1)</sup> Crédito según artículo N° 129 bis 20 del Código de Aguas DFL N°1.122.

## 21. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS

### a. Resultado por impuesto a las ganancias

	Enero - Diciembre	
	2011	2010
	MUS\$	MUS\$
<b>RESULTADO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS</b>		
<b>Resultado por impuestos corrientes a las ganancias</b>		
Impuestos corrientes	(10.350)	(24.424)
Ingreso por absorción de utilidades	2.279	-
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	(489)	1.032
<b>Gasto por impuestos corrientes, neto, total</b>	<b>(8.560)</b>	<b>(23.392)</b>
<b>Resultado por impuestos diferidos a las ganancias</b>		
Resultado en impuestos diferidos productodiferencias temporarias <sup>(1)</sup>	10.209	(11.654)
Otros Gastos por impuesto diferido <sup>(2)</sup>	(25.651)	28.776
<b>Resultado por impuestos diferidos, neto, total</b>	<b>(15.442)</b>	<b>17.122</b>
<b>Resultado por impuesto a las ganancias</b>	<b>(24.002)</b>	<b>(6.270)</b>

<sup>(1)</sup> Incluye principalmente efectos tales como pérdida tributaria, gastos activados en obras en ejecución y el reconocimiento de resultados por operaciones de derivados (percibido y devengado).

<sup>(2)</sup> Efecto producto de la diferencia temporaria generada al comparar el saldo del activo fijo tributario convertido a dólar a tipo de cambio de cierre, versus el saldo de propiedades, plantas y equipos a valor financiero.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 la Compañía no registra resultados en el extranjero.

El cargo total del período se puede reconciliar con la utilidad contable de la siguiente manera:

RESULTADO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS	Enero - Diciembre	
	2011 MUS\$	2010 MUS\$
(Pérdida) Ganancia antes de impuesto	29.205	122.163
Ingreso por impuestos utilizando la tasa legal (20%)	(5.841)	(20.768)
Gastos por resultado por cambio de tasa años 2011 y 2012	-	(5.689)
Otros efectos en cargo por impuestos legales <sup>(1)</sup>	1.790	(27)
Sub-total Ajustes al gasto por impuestos utilizando la Tasa Legal	1.790	(5.716)
Ingreso por impuestos utilizando la tasa efectiva	(4.051)	(26.484)
Diferencias entre contabilidad financiera en dólares y tributaria		
Diferencias entre contabilidad financiera en dólares y tributaria en pesos con efecto en impuestos diferidos <sup>(2)</sup>	(19.951)	20.214
Resultado por impuesto a las ganancias	(24.002)	(6.270)
	31.12.2011 %	31.12.2010 %
Tasa Impositiva Legal	20%	17%
Otro Incremento (Decremento) en Tasa Impositiva Legal	(6%)	5%
Ajustes a la Tasa Impositiva Legal, Total <sup>(2)</sup>	68%	(17%)
Tasa Impositiva Efectiva	82%	5%

<sup>(1)</sup> Corresponde principalmente al registro del ingreso generado en la absorción de utilidades, lo cual, genera la recuperación del impuesto soportado por está en años anteriores.

<sup>(2)</sup> De acuerdo con las normas internacionales de contabilidad (IFRS) la sociedad registra sus operaciones en su moneda funcional dólar estadounidense y para fines tributarios mantiene contabilidad en moneda local (pesos). Los saldos de activos y pasivos son traducidos al cierre de cada período para comparar con los saldos contables bajo IFRS en moneda funcional dólares, y de esta forma, determinar el impuesto diferido sobre las diferencias existentes entre ambos montos. El principal impacto acumulado, se general en el activo fijo y al cierre de este ejercicio asciende a MUS\$ 19.951 de pérdida [MUS\$20.214 en 2010]

Las tasas impositivas utilizadas para las conciliaciones del año 2011 y 2010, son de 20% y 17% respectivamente (tasas de impuesto primera categoría).

## b. Impuestos diferidos

Los activos y pasivos por impuestos diferidos en cada período se detallan a continuación:

	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
<b>Activo por impuesto diferido</b>		
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Fiscales	5.050	8.717
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	1.871	1.732
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	1.657	1.529
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Instrumentos de Inversión	1.119	-
<b>Activos por Impuestos Diferidos</b>	<b>9.698</b>	<b>11.978</b>
<b>Pasivo por impuesto diferido</b>		
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	443.004	424.283
Pasivos por Impuestos Diferidos relativos a Otros	7.160	10.360
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.294	3.654
<b>Pasivos por Impuestos Diferidos</b>	<b>451.458</b>	<b>438.297</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 2011, las filiales Hidroeléctrica Melocotón Ltda., Termoeléctrica Antihue S.A., Empresa Eléctrica Industrial S.A., Termoeléctrica Nehuenco S.A. y Obras y desarrollo S.A., registran pérdidas tributarias por un total de MUS\$29.705.-

De acuerdo a lo indicado en la NIC 12, se reconoce 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.

A su vez, la Compañía junto a sus filiales Hidroeléctrica Aconcagua S.A. y Río Tranquilo S.A., registran una provisión de impuesto a la renta de MUS\$ 10.350.-

## 22. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el detalle es el siguiente:

### a. Obligaciones con entidades financieras

OTROS PASIVOS FINANCIEROS	Corriente		No corriente	
	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Préstamos con entidades financieras <sup>(1)</sup>	25.200	17.490	197.727	226.039
Obligaciones con el público [Bonos, Efectos de comercio] <sup>(1)</sup>	87.101	57.666	1.115.521	1.219.858
Documentos por pagar <sup>(2)</sup>	37.013	-	-	-
Derivados de cobertura <sup>(3)</sup>	1.714	16.787	23.597	16.845
Derivados a valor razonable con efecto en resultado	1.979	4.363	3.764	9.814
<b>Total</b>	<b>153.007</b>	<b>96.306</b>	<b>1.340.609</b>	<b>1.472.556</b>

<sup>(1)</sup> Los intereses devengados por los préstamos con entidades financieras y las obligaciones con el público se han determinado a una tasa efectiva.

<sup>(2)</sup> Corresponde a operaciones de confirming con el Banco Estado.

<sup>(3)</sup> Ver detalle nota 13.1.

**b.Vencimiento y moneda de las obligaciones con entidades financieras:**

El detalle de los préstamos bancarios para los períodos indicados es el siguiente, los que se encuentran a su valor nominal:

**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

Empresa Deudora			Acreedor			Moneda	Tasa de interés				Tipo de Amortización	Vencimiento					Totales MUS\$
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País		Tipo	Base	Nominal	Efectiva		Hasta 3 meses MUS\$	3 a 12 meses MUS\$	1 a 3 años MUS\$	3 a 5 años MUS\$	mas de 5 años MUS\$	
<b>Préstamos con Entidades Financieras</b>																	
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	0-E	BBVA Bancomer	Mexico	US\$	Variable	Libor 6M	1,94%	2,56%	Bullet	1.166	-	-	147.132	-	148.298
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	97023000-9	Corpbanca	Chile	CLP	Variable	TAB 6M	7,27%	7,87%	Anual	24.034	-	50.595	-	-	74.629
											<b>Total</b>	<b>25.200</b>	<b>-</b>	<b>50.595</b>	<b>147.132</b>	<b>-</b>	<b>222.927</b>
<b>Obligaciones con el público [Bonos, Efectos de comercio]</b>																	
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie C 234	Chile	UF	Fija	Fija	7,00%	7,95%	Semestral	-	6.893	12.189	17.030	36.490	72.602
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie E 500	Chile	UF	Fija	Fija	3,20%	4,09%	Semestral	-	64.908	29.220	-	-	94.128
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie F 499	Chile	UF	Fija	Fija	3,40%	4,46%	Semestral	-	1.424	24.967	33.289	191.412	251.092
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie G 537	Chile	UF	Fija	Fija	3,80%	4,17%	Bullet	-	180	83.223	-	-	83.403
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie H 537	Chile	US\$	Variable	Libor 6M	2,50%	3,34%	Bullet	-	128	-	-	78.305	78.433
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie I 538	Chile	UF	Fija	Fija	4,50%	5,02%	Semestral	-	318	-	-	124.834	125.152
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono 144/RegS <sup>(1)</sup>	EEUU	US\$	Fija	Fija	6,00%	6,26%	Bullet	13.250	-	-	-	484.562	497.812
											<b>Total</b>	<b>13.250</b>	<b>73.851</b>	<b>149.599</b>	<b>50.319</b>	<b>915.603</b>	<b>1.202.622</b>

**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010**

<b>Préstamos con Entidades Financieras</b>																	
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	0-E	BBVA Bancomer	Mexico	US\$	Variable	Libor 6M	2,14%	2,93%	Bullet	-	1.283	-	145.278	-	146.561
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	97023000-9	Corpbanca	Chile	CLP	Variable	TAB 6M	4,23%	4,83%	Anual	16.207	-	80.761	-	-	96.968
											<b>Total</b>	<b>16.207</b>	<b>1.283</b>	<b>80.761</b>	<b>145.278</b>	<b>-</b>	<b>243.529</b>
<b>Obligaciones con el público [Bonos, Efectos de comercio]</b>																	
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie C 234	Chile	UF	Fija	Fija	7,00%	7,95%	Semestral	-	7.146	19.080	22.127	35.094	83.447
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie E 500	Chile	UF	Fija	Fija	3,20%	4,09%	Semestral	-	35.104	97.699	-	-	132.803
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie F 499	Chile	UF	Fija	Fija	3,40%	4,46%	Semestral	-	1.520	26.053	52.106	182.372	262.051
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie G 537	Chile	UF	Fija	Fija	3,80%	4,17%	Bullet	-	192	86.848	-	-	87.040
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie H 537	Chile	US\$	Variable	Libor 6M	2,85%	3,34%	Bullet	-	114	-	-	76.524	76.638
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono serie I 538	Chile	UF	Fija	Fija	4,50%	5,02%	Semestral	-	340	-	-	130.272	130.612
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	-	Bono 144/RegS <sup>(1)</sup>	EEUU	US\$	Fija	Fija	6,00%	6,26%	Bullet	13.250	-	-	-	491.683	504.933
											<b>Total</b>	<b>13.250</b>	<b>44.416</b>	<b>229.680</b>	<b>74.233</b>	<b>915.945</b>	<b>1.277.524</b>

<sup>(1)</sup> Ver Estado de flujo de efectivo, actividades de financiación.

**b.1 Intereses proyectados por moneda de las obligaciones con entidades financieras:**

Pasivo	Moneda	Intereses al 31.12.2011		Capital	Fecha Vencimiento	Vencimiento					Total intereses	Total deuda
		Devengados	Proyectados			Hasta 3 meses	3 a 12 meses	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años		
Crédito BBVA Bancomer <sup>(1)</sup>	US\$	1.165.668	10.669.100	150.000.000	10-08-2015	1.489.465	1.473.275	5.925.479	2.946.550	0	11.834.768	161.834.768
Crédito Corpbanca <sup>(1)</sup>	CLP	1.228.175.625	3.176.081.250	38.250.000.000	24-01-2014	1.413.560.625	992.355.000	1.998.341.250	0	0	4.404.256.875	42.654.256.875
Bono Serie C	UFR	24.588	643.295	1.715.071	15-04-2021	0	115.714	202.530	160.678	188.961	667.883	2.382.954
Bono Serie E	UFR	11.707	59.727	2.250.000	01-05-2013	0	59.528	11.906	0	0	71.434	2.321.434
Bono Serie F	UFR	33.154	1.838.084	6.000.000	01-05-2028	0	202.296	394.477	343.903	930.562	1.871.238	7.871.238
Bono Serie G	UFR	4.183	146.401	2.000.000	10-12-2013	0	75.292	75.292	0	0	150.584	2.150.584
Bono Serie H <sup>(1)</sup>	US\$	128.472	14.902.752	80.800.000	10-06-2018	0	2.312.496	4.624.992	4.624.992	3.468.744	15.031.224	95.831.224
Bono Serie I	UFR	7.417	1.628.105	3.000.000	10-06-2029	0	133.512	267.024	267.024	967.963	1.635.523	4.635.523
Bono 144A/RegS	US\$	13.250.000	241.750.000	500.000.000	21-01-2020	15.000.000	15.000.000	60.000.000	60.000.000	105.000.000	255.000.000	755.000.000

<sup>(1)</sup> Pasivos con tasa variable consideran fijación vigente al 31.12.11 para el cálculo de los intereses proyectados.

Pasivo	Moneda	Intereses al 31.12.2010		Capital	Fecha Vencimiento	Vencimiento					Total intereses	Total deuda
		Devengados	Proyectados			Hasta 3 meses	3 a 12 meses	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años		
Crédito BBVA Bancomer <sup>(1)</sup>	US\$	1.283.364	14.999.317	150.000.000	10-08-2015	1.639.854	1.613.117	6.514.855	6.514.855	0	16.282.681	166.282.681
Crédito Corpbanca <sup>(1)</sup>	CLP	835.425.000	3.507.463.125	45.000.000.000	24-01-2014	962.325.000	817.976.250	2.270.716.875	291.870.000	0	4.342.888.125	49.342.888.125
Bono Serie C	UFR	26.444	766.170	1.844.478	15-04-2021	0	124.731	221.956	182.121	263.807	792.615	2.637.092
Bono Serie E	UFR	15.609	151.068	3.000.000	01-05-2013	0	95.244	71.434	0	0	166.678	3.166.678
Bono Serie F	UFR	33.154	2.040.380	6.000.000	01-05-2028	0	202.296	404.592	370.876	1.095.770	2.073.534	8.073.534
Bono Serie G	UFR	4.183	221.693	2.000.000	10-12-2013	0	75.292	150.584	0	0	225.876	2.225.876
Bono Serie H <sup>(1)</sup>	US\$	114.846	15.381.786	80.800.000	10-06-2018	0	2.066.218	4.132.435	4.132.435	5.165.544	15.496.632	96.296.632
Bono Serie I	UFR	7.417	1.761.617	3.000.000	10-06-2029	0	133.512	267.024	267.024	1.101.475	1.769.035	4.769.035
Bono 144A/RegS	US\$	13.250.000	271.750.000	500.000.000	21-01-2020	15.000.000	15.000.000	60.000.000	60.000.000	135.000.000	285.000.000	785.000.000

<sup>(1)</sup> Pasivos con tasa variable consideran fijación vigente al 31.12.10 para el cálculo de los intereses proyectados.

### c. Deuda financiera por tipo de moneda

El valor de la deuda financiera de Colbún (pasivos bancarios y bonos) considerando el efecto de los instrumentos de derivados, es el siguiente:

DEUDA FINANCIERA POR TIPO DE MONEDA	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Dólar US\$	1.149.392	1.091.490
Unidades de Fomento	344.224	477.372
Total	1.493.616	1.568.862

### d. Líneas de crédito comprometidas y no comprometidas

La Compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades financieras locales por UF 5 millones, con posibilidad de realizar giros con cargo a la línea hasta el año 2013 y posterior vencimiento en 2016.

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.

Adicionalmente la compañía mantiene inscrita en la SVS dos líneas de bonos por un monto conjunto de hasta UF 7 millones, con vigencia a diez y treinta años respectivamente, y contra las que no se han realizado colocaciones a la fecha.

### 23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente se detallan a continuación:

	Corriente	
	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Acreedores comerciales	125.875	143.527
Otras cuentas por pagar	632	1.733
Total	126.507	145.260

El período medio para el pago a proveedores es de 30 días en 2011, por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

## 24. PROVISIONES

### a. Clases de provisiones

El detalle de las provisiones al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

PROVISIONES	Corriente		No Corriente	
	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
<b>Otras provisiones</b>				
Provisión por diferencia de precios	2.000	2.000	-	-
Otras provisiones, corriente	838	2.606	-	-
<b>Total</b>	<b>2.838</b>	<b>4.606</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Provisiones por beneficios a los empleados</b>				
Provisión feriados y bono de vacaciones (nota 24.f)	9.938	8.164	-	-
Provisión por reserva IPAS, no corriente (nota 24.g)	-	-	14.815	14.128
<b>Total</b>	<b>9.938</b>	<b>8.164</b>	<b>14.815</b>	<b>14.128</b>
<b>Total provisiones</b>	<b>12.776</b>	<b>12.770</b>	<b>14.815</b>	<b>14.128</b>

### b. El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

	Feriados y bono de vacaciones MUS\$	Provisiones Gas MUS\$	Provisiones Juicio SEC MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
<b>Movimiento en provisiones año 2011</b>					
Saldo inicial al 01.01.2011	8.164	2.000	-	2.606	12.770
Aumento [disminución] en provisiones existentes	8.051	-	838	-	8.889
Provisión utilizada	(6.277)	-	-	(2.606)	(8.883)
<b>Saldo final al 31.12.2011</b>	<b>9.938</b>	<b>2.000</b>	<b>838</b>	<b>-</b>	<b>12.776</b>
<b>Movimiento en provisiones año 2010</b>					
Saldo inicial al 01.01.2010	8.066	2.360	1.308	336	12.070
Aumento [disminución] en provisiones existentes	5.975	(360)	-	2.270	7.885
Provisión utilizada	(5.877)	-	(1.308)	-	(7.185)
<b>Saldo final al 31.12.2010</b>	<b>8.164</b>	<b>2.000</b>	<b>-</b>	<b>2.606</b>	<b>12.770</b>

### c. Restauración medioambiental

La Compañía no ha establecido provisiones por este concepto.

### d. Reestructuración

La Compañía no ha establecido provisiones por este concepto.

### e. Litigios

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Compañía registra provisiones para litigios, de acuerdo a NIC37 (ver nota 35).

## f. Bonos Empleados

La Compañía reconoce provisiones de beneficios y bonos para sus trabajadores, tales como provisión de vacaciones e incentivos de producción.

BONOS EMPLEADOS	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Incentivo de desempeño, corriente	7.127	4.738
Provisión vacaciones, corriente	2.811	3.426
Total	9.938	8.164

## g. Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

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 2011 y 2010, es el siguiente:

PROVISIÓN BENEFICIOS AL PERSONAL	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Indemnización años de servicio del personal	14.815	14.128
Total	14.815	14.128
Valor Presente obligaciones plan de beneficios definidos	14.128	11.558
Costo de servicio corriente obligación plan de beneficios definido	3.657	2.432
Diferencia de conversión de moneda extranjera	[1.480]	1.059
Pagos	[1.490]	[921]
Valor Presente obligaciones plan de beneficios definidos	14.815	14.128

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:

Bases actuariales utilizadas	31.12.2011	31.12.2010
Tasa de descuento	5,50%	5,50%
Tasa esperada de incrementos salariales	2,00%	2,00%
Indice de rotación	0,50%	0,50%
Indice de rotación - retiro Necesidades de Empresa	1,50%	1,50%
Edad de retiro		
Hombres	65	65
Mujeres	60	60
Tabla de mortalidad	RV-2004	RV-2004

## 25. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los otros pasivos al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente, se detallan a continuación:

	Corriente		No corriente	
	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Retenciones	3.355	3.187	-	-
Dividendo mínimo legal	-	18.825	-	-
Ingreso anticipado <sup>(1)</sup>	720	862	8.429	8.575
Otros pasivos	112	56	-	-
<b>Total</b>	<b>4.187</b>	<b>22.930</b>	<b>8.429</b>	<b>8.575</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde a anticipos recibidos, relacionados con las operaciones y servicios de mantención. El ingreso es reconocido cuando el servicio es prestado.

## 26. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es la siguiente:

	No Corriente	
	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Cuentas por pagar varias	3.000	3.000
<b>Total</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>

## 27. 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 2011, el detalle del capital suscrito y pagado y número de acciones es el siguiente:

### NÚMERO DE ACCIONES

Serie	Número acciones suscritas	Número acciones pagadas	Número acciones con derecho a voto
Única	17.536.167.720	17.536.167.720	17.536.167.720

### NÚMERO DE ACCIONES

Serie	Capital suscrito MUS\$	Capital pagado MUS\$
Única	1.282.793	1.282.793

**b. Capital social** - El capital social corresponde al capital pagado indicado en la letra a.

**c. Primas de emisión** - Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el rubro primas de emisión asciende a MUS\$52.595 y se genera por un monto de MUS\$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\$21.895, producto de aumentos de capital anteriores al año 2008.

**d. Dividendos** - La política general y procedimiento de distribución de dividendos acordada por la junta de accionistas del 26 de abril del 2011, estableció la distribución de un dividendo mínimo de un 30% de la utilidad líquida. En conformidad a lo establecido en IFRS, existe una obligación legal y asumida que requiere la contabilización de un pasivo al cierre de cada ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2011, la Compañía no determinó provisión de dividendos por no presentar utilidad líquida a distribuir, en tanto al 31 de diciembre de 2010 la Compañía provisionó el dividendo mínimo establecido, ascendente a MUS\$37.088, el cual se presenta rebajando el rubro Ganancias y pérdidas acumuladas.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2011 se acordó distribuir un dividendo definitivo mínimo obligatorio, con cargo a las utilidades correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, pagadero en dinero ascendente a la cantidad total de MUS\$19.117, que corresponde a US\$0,00109 por acción.

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2010 acordó distribuir un dividendo definitivo mínimo obligatorio, con cargo a las utilidades correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, pagadero en dinero ascendente a la cantidad total de MUS\$45.970, que corresponde a US\$0,00262147 por acción. El pago del dividendo se realizó a contar del día 05 de mayo de 2010.

En sesión celebrada el 30 de noviembre de 2010, el Directorio de Colbún S.A. acordó distribuir un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, pagadera en dinero ascendente a la cantidad total de MUS\$ 17.972, que corresponde a US\$0,00102 [\$0,5] por acción. El pago del dividendo se realizó a contar del día 05 de enero de 2011.

**e. Composición de Otras reservas** - El siguiente es el detalle de las otras reservas en cada período:

OTRAS RESERVAS	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Efecto deflactación capital pagado, Circular N°456 SVS	517.617	517.617
Efecto por conversión NIC 21	[230.797]	[230.797]
Efecto conversión coligadas	[26.088]	[15.341]
Reservas de cobertura	[26.063]	[17.530]
<b>Subtotal</b>	<b>234.669</b>	<b>253.949</b>
Reserva fusión Hidroeléctrica Cnelca S.A.	500.761	500.761
Reserva adquisición 15% Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	[12.804]	[12.804]
<b>Subtotal</b>	<b>487.957</b>	<b>487.957</b>
<b>Total</b>	<b>722.626</b>	<b>741.906</b>

## f. Ganancias [pérdidas] acumuladas

El movimiento de la reserva por resultados acumulados ha sido el siguiente:

Ganancias acumuladas distribuibles	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Saldo inicial	968.369	920.971
Corrección de error <sup>(1)</sup>	-	[26.583]
<b>Saldo inicial re expresado</b>	<b>968.369</b>	<b>894.388</b>
Resultado del ejercicio	5.201	112.284
Efecto ajuste primera aplicación IFRS realizado	8.941	[1.215]
Dividendos provisorios	-	[37.088]
<b>Total ganancias acumuladas distribuibles</b>	<b>982.511</b>	<b>968.369</b>
<b>Ajustes primera aplicación IFRS no distribuibles</b>		
Revaluación propiedades, planta y equipos	513.196	524.355
Impuesto diferido revaluación	[87.244]	[89.141]
Beneficio al personal valor actuarial	[5.157]	[5.544]
Impuesto diferido ajuste beneficio al personal	876	942
<b>Total ganancias acumuladas no distribuibles</b>	<b>421.671</b>	<b>430.612</b>
<b>Total ganancias acumuladas</b>	<b>1.404.182</b>	<b>1.398.981</b>

<sup>(1)</sup> Durante el año 2011 se efectuó una revisión a la determinación de los impuestos a la renta de la Compañía, lo que originó la necesidad de re-procesar el modulo del activo fijo tributario. Este reproceso generó efectos en la determinación de la provisión de impuesto a la renta e impuestos diferidos en los años 2009 y 2010, que se detallan a continuación:

En el año 2009 se generó una mayor provisión por impuesto a la renta de MUS\$ 6.061 y un mayor pasivo por impuesto diferido de MUS\$ 20.522.

En el año 2010 se generó una mayor provisión de impuesto a la renta de MUS\$ 10.910 cifra que se compensó casi en su totalidad con un menor pasivo por impuestos diferidos.

De acuerdo a la NIC 8 en los presentes Estados Financieros se han modificado los saldos de la provisión de impuesto a la renta e impuestos diferidos en 2009 y 2010 con efecto en los resultados acumulados de esos ejercicios, generándose una re expresión de los saldos previamente informados en esos ítems.

El cuadro siguiente muestra el detalle de los ajustes de primera adopción a IFRS, según lo requerido por la Circular N° 1.945 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, para presentar los ajustes de primera aplicación a IFRS registrados con abono a las ganancias acumuladas y su correspondiente realización en el período 2011.

La cuantificación de los montos realizados y los montos pendientes de realización al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

CONCEPTOS	Ajuste de primera adopción IFRS al 01.01.2008 MUS\$	2011		2010	
		Monto realizado en el año MUS\$	Saldo por realizar MUS\$	Monto realizado en el año MUS\$	Saldo por realizar MUS\$
Revaluación propiedades, planta y equipos	535.466	[11.159]	513.196	[11.111]	524.355
Impuesto diferido revaluación	[91.030]	1.897	[87.244]	1.889	[89.141]
Ajuste amortización intangibles distintos de la plusvalía	[13.010]	-	-	13.010	-
Impuesto diferido ajuste amortización intangibles distintos de la plusvalía	2.212	-	-	[2.212]	-
Beneficios al personal valor actuarial	[5.931]	387	[5.157]	387	[5.544]
Impuesto diferido beneficios al personal valor actuarial	1.008	[66]	876	[66]	942
Derivados a valor justo	682	-	-	[682]	-
<b>Total</b>	<b>429.397</b>	<b>[8.941]</b>	<b>421.671</b>	<b>1.215</b>	<b>430.612</b>

## g. 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.

## h. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

No existen restricciones a la disposición de fondos de las filiales de Colbún.

## i. Ganancias por acción y utilidad líquida distribuible

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.

	31.12.2011	31.12.2010
Ganancia [Pérdida] Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora [MUS\$]	5.201	112.284
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico [MUS\$]	5.201	112.284
Promedio Ponderado de Número de Acciones, Básico [N° de acciones]	17.536.167.720	17.536.167.720
[Pérdidas] Ganancias Básicas por Acción [dólares por acción]	0,00030	0,00640

La Compañía no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción durante el período informado.

Tal como se menciona en la letra d. al 31 de diciembre de 2011, la Compañía no presenta Utilidad Líquida Distribuible.

Cálculo utilidad líquida distribuible	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Ganancia [pérdida] del ejercicio	5.201	112.284
Efecto instrumento derivado no realizado	[7.924]	11.345
Utilidad líquida distribuible	No aplica	123.629
<b>Variación del valor razonable de activos y pasivos no realizados</b>		
Pasivo Valor Justo por Derivados con efecto en resultado - Inicio del ejercicio	11.345	-
Pasivo Valor Justo por Derivados con efecto en resultado -Final del ejercicio	[5.744]	[11.345]
Utilidad [Pérdida] por variación del Valor Justo por Derivados	5.601	[11.345]
Pérdida realizada durante el ejercicio [Flujo] - [a]	[8.964]	[7.224]
Otros efectos	2.323	-
Efecto en resultado financiero [ver nota 34] - [b]	[1.040]	[18.569]
Utilidad [Pérdida] No Realizada al final del ejercicio [c]	[7.924]	11.345

[c] Corresponde a la diferencia entre la pérdida realizada del ejercicio [a] y el efecto en resultado financiero [b].

En virtud a lo dispuesto en la Circular N°1.945 del 29 de septiembre de 2009, Colbún S.A., acordó establecer como política general que la utilidad líquida distribuible a considerar para el cálculo del Dividendo Mínimo Obligatorio y Adicional, se determina sobre la base efectivamente realizada, depurándola de aquellas variaciones relevantes del valor razonable de los activos y pasivos que no estén realizados, las cuales deben ser reintegradas al cálculo de la utilidad líquida del ejercicio en que tales variaciones se realicen.

En consecuencia, los agregados y deducciones a realizar a la utilidad líquida distribuible por variaciones del valor razonable de los activos o pasivos que no estén realizadas y que hayan sido reconocidas en la "ganancia [pérdida] atribuible a tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora y participación minoritaria, corresponden a los eventuales efectos generados por las variaciones del valor justo de los instrumentos derivados que mantenga la Compañía al cierre de cada ejercicio, netas del impuesto a la renta correspondiente.

## 28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos ordinarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Enero - Diciembre	
	2011 MUS\$	2010 MUS\$
Venta clientes distribuidoras	675.924	435.225
Venta clientes industriales	454.325	403.954
Peaje	139.115	88.244
Venta a otras generadoras	41.708	88.310
Otros ingresos	21.704	8.510
<b>Total</b>	<b>1.332.776</b>	<b>1.024.243</b>

## 29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El consumo de materias primas y materiales secundarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Enero - Diciembre	
	2011 MUS\$	2010 MUS\$
Consumo petróleo [ver nota 12]	(357.262)	(336.560)
Consumo gas [ver nota 12]	(303.563)	(127.862)
Compra energía y potencia	(229.425)	(35.293)
Peajes	(110.169)	(78.783)
Trabajo y suministro de terceros	(60.962)	(54.957)
<b>Total</b>	<b>(1.061.381)</b>	<b>(633.455)</b>

## 30. GASTO POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Los gastos por beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle [ver nota 3.1.m. y 3.1.r.]:

	Enero - Diciembre	
	2011 MUS\$	2010 MUS\$
Sueldos y salarios	(34.544)	(27.804)
Beneficios a corto plazo a los empleados	(4.061)	(3.383)
Indemnización por término de relación laboral	(2.881)	(3.015)
Otros gastos de personal	(4.246)	(3.424)
<b>Total</b>	<b>(45.732)</b>	<b>(37.626)</b>

### 31. GASTOS POR DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN

La Depreciación y Amortización al 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Enero - Diciembre	
	2011 MUS\$	2010 MUS\$
Depreciaciones (ver nota 18.b)	[123.082]	[123.612]
Amortizaciones de intangibles (ver nota 17.b)	[1.561]	[427]
Total	[124.643]	[124.039]

### 32. RESULTADO FINANCIERO

El Resultado financiero al 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente, se presenta en el siguiente detalle:

	Enero - Diciembre	
	2011 MUS\$	2010 MUS\$
Ingreso (Pérdida) procedente de Inversiones		
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	8.893	12.912
Total Ingresos Financieros	8.893	12.912
Costos Financieros		
Gastos por bonos	[60.392]	[59.447]
Gasto por provisiones financieras	[14.291]	[17.866]
Gasto/ingresos por valoración derivados financieros netos	[9.683]	[10.144]
Gastos por préstamos bancarios	[7.425]	[9.343]
Gasto por otros (gastos bancarios)	[184]	[66]
Gastos financieros activados	64.257	47.731
Total Costo Financiero	[27.718]	[49.135]
Diferencia de cambio neta	[14.228]	17.694
Resultado por Unidades de Reajuste	6.832	3.960
Total resultado financiero	[26.221]	[14.569]

### 33. 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 2011 y 2010 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Enero - Diciembre	
	2011 MUS\$	2010 MUS\$
Participación neta en ganancia de coligadas (ver nota 16)	4.272	509
Total	4.272	509

### 34. OTRAS GANANCIAS/[PÉRDIDAS]

Las otras ganancias [pérdidas] al 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente, se detallan a continuación:

	Enero - Diciembre	
	2011 MUS\$	2010 MUS\$
<b>Otros Ingresos distintos de los de operación</b>		
Indemnizaciones percibidas	2.030	4.377
Resultados por contratos de Forward	-	570
Otros ingresos	1.886	391
<b>Total otros ingresos</b>	<b>3.916</b>	<b>5.338</b>
<b>Otros Gastos distintos de los de operación</b>		
Costo salida contrato transporte gas <sup>(1)</sup>	(21.301)	(42.181)
Castigos y multas	(1.655)	-
Resultados contratos derivados [ver nota 27.i]	(1.040)	(18.569)
Honorarios atención de juicios	(939)	(4.243)
Bajas bienes propiedades, planta y equipo	(915)	(6.099)
Otros	(6.981)	(5.025)
<b>Total otros gastos</b>	<b>(32.831)</b>	<b>(76.117)</b>
<b>Total otras ganancias[pérdidas]</b>	<b>(28.915)</b>	<b>(70.779)</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde a pagos efectuados por contratos de proveedores de gas rescindidos anticipadamente.

### 35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES

#### a. 1 Garantías directas

ACREEDOR DE LA GARANTÍA	Deudor		Activos comprometidos			Saldos pendientes 31.12.2011 MUS\$	Liberación de garantías		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Tipo moneda	Valor Contable		2012	2099	
Director Regional de Vialidad del Bío Bío	Región	Colbún S.A.	Acreeedor	Boleta de Gtía	CLP	1.500.000	2.889	2.889	-
Director Regional de Vialidad del Bío Bío	Región	Colbún S.A.	Acreeedor	Boleta de Gtía	UF	300	13	13	-
Ministerio Obras Públicas		Colbún S.A.	Acreeedor	Boleta de Gtía	UF	325.447	13.974	13.974	-
Subsecretaría del Ministerio de Energía		Colbún S.A.	Acreeedor	Boleta de Gtía	UF	400	17	17	-
Endesa <sup>(1)</sup>		Colbún S.A.	Acreeedor	Boleta de Gtía	UF	100	4	-	100
Transec S.A. <sup>(1)</sup>		Colbún S.A.	Acreeedor	Boleta de Gtía	UF	200	9	-	9
Cementos Bío Bío del Sur S.A.		Colbún S.A.	Acreeedor	Boleta de Gtía	UF	15.525	667	-	-
Chilectra S.A. <sup>(1)</sup>		Colbún S.A.	Acreeedor	Boleta de Gtía	UF	200	9	-	9

<sup>(1)</sup> Garantías con fecha de liberación indefinida.

**a. 2 Cartas de crédito vigentes**

PROVEEDOR	Sociedad deudora	Banco	Activos comprometidos			Saldos pendientes 31.12.2011 MUS\$	Vencimiento
			Tipo de garantía	Tipo moneda	Valor Contable Valor		
Beijing Power Equipment Group	Colbún S.A.	Scotiabank	Carta de Credito	USD	1.676	1.676	12-04-2012
Sespi	Colbún S.A.	Scotiabank	Carta de Credito	USD	221	221	12-02-2012

**b. Caucciones obtenidas de terceros al 31 de diciembre de 2011.**

**Garantías vigentes en Pesos**

Depositado por	Relación con la sociedad	Total MUS\$
Vag Valves Chile S.A.	Proveedores	184
Universidad de Concepción	Proveedores	100
Centro de Ecología Aplicada Ltda.	Proveedores	72
Ponce Pinto Daniel Mauricio	Proveedores	64
G4S Security Services Regiones S.A.	Proveedores	50
Andritz Chile Ltda.	Proveedores	38
Enter Computación Ltda.	Proveedores	33
Servicios y Proyectos Ambientales	Proveedores	29
Sociedad Anclajes Chile Ltda.	Proveedores	25
Mantex S.A.	Proveedores	20
Quezada Vasquez Ranulfo	Proveedores	18
Iberna Industrial y Comercial Ltda.	Proveedores	16
Poch Ambiental S.A.	Proveedores	15
Aga S.A.	Proveedores	11
Pozos Profundos S.A.	Proveedores	11
Besalco Construcciones S.A.	Proveedores	10
Eulen Seguridad S.A.	Proveedores	10
Imelsa S.A.	Proveedores	9
Ghisolfo Ingeniería de Consulta S.A.	Proveedores	8
R & Q Ingeniería S.A.	Proveedores	8
Asesorías Energéticas Conelse Ltda.	Proveedores	7
Glg Construcciones Ltda.	Proveedores	6
Soc. Comercial Conyser Ltda.	Proveedores	6
Mantenición de Jardines Arcoiris Ltda,	Proveedores	5
Ortiz Soto Juan Angel	Proveedores	5
Soc. Milival Ingen Industrial Ltda.	Proveedores	5
Sociedad OGM Mecánica Integral S.A.	Proveedores	5
Soc. de Servicios Forestales, Ingeniería, Consultoría	Proveedores	5
Indra Sistemas Chile S.A.	Proveedores	3
Hydro Quality Tratamiento de Aguas Ltda.	Proveedores	2
Empresa de Montajes Industriales Salfa S.A.	Proveedores	2
Pavez Ivan	Proveedores	2
Soc. Trans Redes Servicio Eléctrico	Proveedores	2
Vargas Angulo Jaime	Proveedores	2
<b>Total</b>		<b>788</b>

## Garantías vigentes en Euros

Depositado por	Relación con la sociedad	Total MUS\$
Alstom Hydro France S.A.	Proveedores	29.294
Andritz Hydro GmbH-Andritz Chile Ltda.	Proveedores	3.838
Areva T&D Chile S.A.	Proveedores	287
Andritz Hydro S.R.L. Unipersonale	Proveedores	227
Flowserve Chile S.A.	Proveedores	185
Howden Denmark A/S	Proveedores	117
S.T.E. Energy S.P.A.	Proveedores	84
Indra Sistemas Chile S.A.	Proveedores	23
Gallmax S.A.	Proveedores	9
ABB S.A.	Proveedores	6
Egic Sas	Proveedores	1
<b>Total</b>		<b>34.071</b>

## Garantías vigentes en Unidades de Fomento

Depositado por	Relación con la sociedad	Total MUS\$
Empresa Constructora Angostura Ltda.	Proveedores	26.700
Impregilo S.P.A.	Proveedores	17.677
Empresa Constructora Fe Grande S.A.	Proveedores	9.518
Alstom Chile S.A.	Proveedores	7.779
Alstom Hydro France S.A.	Proveedores	7.774
Empresa de Montajes Industriales Salfa S.A.	Proveedores	5.222
Besalco Construcciones S.A. para Besalco Dragados S.A.	Proveedores	3.568
Dragados S.A. Agencia en Chile, para Besalco Dragados S.A.	Proveedores	3.568
Andritz Hydro GmbH-Andritz Chile Ltda.	Proveedores	3.227
Constructora CVV Conpax Ltda.	Proveedores	3.050
Gestión de Infraestructura S.A.	Proveedores	398
COM S.A.	Proveedores	351
Inst.Menchaca Amadori	Proveedores	237
KDM Servicios S.A.	Proveedores	236
R & Q Ingeniería S.A.	Proveedores	233
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	Proveedores	207
Sinclair Kniggght Merz [Chile] Ltda.	Proveedores	157
Edic Ingenieros S.A.	Proveedores	126
Hidromont Chile S.A.	Proveedores	124
Serv. de Asesoría y Lab. Control Calidad Alscm Ltda.	Proveedores	121
Dessau Chile Ingeniería S.A.	Proveedores	92
Servicios Marítimos y Transportes Ltda.	Proveedores	90
Abengoa Chile S.A.	Proveedores	86
Alusa Ingeniería Ltda.	Proveedores	86
Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers S.A.	Proveedores	86
Skanska Chile S.A.	Proveedores	86
Siemens S.A.	Proveedores	83
Puente Alto Ingeniería y Servicios Ltda	Proveedores	67
Constructora Gardilic Ltda.	Proveedores	64

EMIN Ingeniería y Construcción S.A.	Proveedores	64
Ingeniería Agrosonda Ltda.	Proveedores	64
Ingeniería y Construcciones Incolor S.A.	Proveedores	64
Luis Merino Ingeniería de Rocas Ltda.	Proveedores	59
Empresa Constructora Moller y Pérez Cotapos Ltda.	Proveedores	56
Oma Topografía y Construcciones Ltda.	Proveedores	44
B. Bosh S.A.	Proveedores	43
Constructora del Valle Ltda.	Proveedores	34
Ima Industrial Ltda.	Proveedores	30
Soc. Transredes Servicios Eléctricos	Proveedores	29
Pares y Alvarez Ingenieros Asociados Ltda.	Proveedores	24
Knight Piesold Sa.A.	Proveedores	23
C. de A Ingeniería Ltda.	Proveedores	21
Energía del Sur Ltda.	Proveedores	21
Ingeniería de Combustión Bosca Chile S.A.	Proveedores	21
Sociedad Ecal Sur Ltda.	Proveedores	21
Muñoz Y Henríquez Ltda.	Proveedores	20
ABB S.A.	Proveedores	16
CMF Sondajes Ltda.	Proveedores	16
Rubiera Sanhueza José Rolando	Proveedores	14
Soc. Com. L .O. Servifor Ltda.	Proveedores	13
Imelsa S.A.	Proveedores	13
Aseos Industriales de Talca Ltda.	Proveedores	13
G.H.D S.A.	Proveedores	12
Universidad de Concepción	Proveedores	10
Granite Services Int. Inc. Ag. En Chile	Proveedores	6
Ingeniería, Mantenimiento y Servicios Imasel Limitada	Proveedores	6
Int. Menchaca Amadori Industrial Ltda.	Proveedores	6
Soc. de Serv. Ind. de Mantenimiento y Comercialización Ltda.	Proveedores	6
Normando Arturo Villa Cerda	Proveedores	6
Jose Castro Rodríguez	Proveedores	5
Rodríguez Veloz Jaime Alejandro	Proveedores	4
Asesorías Julio Rolando Pimentel Guerra	Proveedores	3
Aguas Industriales Ltda.	Proveedores	2
Nalco Industrial Services Chile Ltda.	Proveedores	2
Sk Ekología S.A.	Proveedores	2
Instrumentación Menchaca Amadori Industrial Ltda.	Proveedores	2
<b>Total</b>		<b>91.808</b>

## Garantías vigentes en Dólares

Depositado por	Relación con la sociedad	Total MUS\$
Posco Engineering and Construction Co.	Proveedores	10.000
Tecnimont S.P.A.	Proveedores	4.548
Alstom Hydro France S.A.	Proveedores	4.407
Andritz Hydro GmbH-Andritz Chile Ltda.	Proveedores	2.537
Alstom Hydro España S.A.	Proveedores	2.270
Alstom Hydro España S.L.	Proveedores	2.270
Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Cia.Ltda.	Proveedores	1.330
Abb S.A.	Proveedores	805
Slovenske Energeticke Strojarnje A.S.	Proveedores	643
Cobra Chile Servicios S.A.	Proveedores	458
Hyosung Corporation	Proveedores	331
Empresa de Montajes Industriales Salfa S.A.	Proveedores	291
Bicentenario S.A.	Proveedores	224
I.D.E. Technologies Ltd.	Proveedores	193
Ingetec S.A.	Proveedores	186
Siemens Ltda.	Proveedores	113
Tecnimont Do Brasil Construcao E Adminstracao De Projectos	Proveedores	105
Invensys Systems Chile Ltda.	Proveedores	81
Alstom Grid Chile S.A.	Proveedores	65
Magaldi Power S.P.A.	Proveedores	58
Ima Industrial Ltda.	Proveedores	43
Hacker Industrial Ltda.	Proveedores	20
Zeco Di Zerbaro E Costa Ec S.R.L.	Proveedores	20
Gallmax S.A.	Proveedores	17
Nicolaides S.A.	Proveedores	11
Instrumentación Menchaca Amadori Ltda.	Proveedores	5
Tecnet Chile S.A.	Proveedores	5
Instrumentación Menchaca Amadori Industrial Ltda.	Proveedores	4
Bvqi Chile S.A.	Proveedores	3
Baterías Tubular S.A.	Proveedores	3
Siemens S.A.	Proveedores	1
<b>Total</b>		<b>31.047</b>

### c. Detalle de litigios y otros

La Administración de Colbún considera, con la información que posee en este momento, que las provisiones registradas en el Estado de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dada las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiere.

A continuación, de acuerdo a NIC 37, se presenta un detalle de los litigios al 31 de diciembre de 2011:

**a.- Litigios relacionados al Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura, entre los cuales se destacan los siguientes:**

1] Nulidad de derecho público interpuesta por Maderas Cóndor S.A. en contra de la Dirección General de Aguas (DGA) y de Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Limitada [filial de Colbún S.A.].

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 Biobío y de la Resolución DGA N° 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.

Con fecha 15 de Junio de 2011 el Juzgado dictó sentencia de primera instancia acogiendo la demanda interpuesta por Maderas Cóndor S.A. en contra de la DGA y de Sociedad Hidroeléctrica Melocotón [filial de Colbún]. Oportunamente, la filial de Colbún S.A. interpuso recursos de Casación en la Forma y de Apelación ante Corte de Apelaciones de Santiago, en tanto que la DGA presentó un recurso de Apelación. Los recursos deberán ser estudiados y resueltos por la Corte de Apelaciones de Santiago, lo cual debería ocurrir dentro de un plazo aproximado de entre 8 a 14 meses desde la presentación de los recursos.

2] Recursos de Reclamación del artículo 137 del Código de Aguas interpuestos por la Sra. Mirta Astudillo y por Maderas Cóndor S.A. en contra de la Dirección General de Aguas (DGA) y de Colbún S.A.

Con fecha 13 de abril de 2010 la DGA dictó la Resolución Exenta N° 1054, en virtud de la cual aprobó el proyecto de las obras hidráulicas de la Central Hidroeléctrica Angostura y autorizó su construcción; asimismo, rechazó las oposiciones presentadas por la Sra. Mirta Astudillo y por Maderas Cóndor S.A. en contra de este proyecto. En el mes de mayo de 2010 ambas personas interpusieron Recursos de Reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago en contra de la mencionada Resolución. En noviembre de 2011 se alegaron estos Recursos ante la Corte de Apelaciones de Santiago, quedando la causa en acuerdo para dictar fallo, lo cual debiera ocurrir a más tardar durante el mes de marzo de 2012, sin perjuicio de los demás instancias que fueren posteriormente procedentes.

**b.- Multas aplicadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles:**

1] Resolución Exenta N°1111-2005: Multa de 1.120 U.T.A. [MUS\$1.092]

Con fecha 04 de julio de 2005 la SEC aplicó a Colbún S.A. una multa de 1.120 U.T.A. [MUS\$1.092] 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.

Al 31 de diciembre de 2011 se encuentra pendiente de resolver el recurso de reclamación en la Corte de Apelaciones de Santiago.

2] Resolución Exenta N° 2598-2011: Multa de 1.214 U.T.A. [MUS\$1.200]

Con fecha 29 de septiembre de 2011 la SEC aplicó a Colbún S.A. una multa de 1.214 U.T.A. [MUS\$1.200], en el marco de la formulación de cargos por la pérdida de suministro eléctrico en el Sistema Interconectado Central el día 14 de marzo de 2010, afectando los consumos en la zona comprendida entre Taltal y la Isla de Chiloé.

Con fecha 14 de octubre de 2011 se presentó ante el Superintendente de Electricidad y Combustibles un recurso de reposición, el cual aún no se resuelve y se espera su resolución durante el año 2012.

Al 31 de diciembre de 2011 se encuentra pendiente la resolución del recurso de reposición.

#### **c.- 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 S.A. 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 más perjuicios e intereses. Los aseguradores han presentado la Contestación a la Demanda y Colbún S.A. ha evacuado la Réplica y los aseguradores han presentado su duplica.

El 30 de junio de 2010 se recibió la causa a prueba. Ambas partes presentaron recursos de reposición a dicha resolución. El 14 de julio 2010 se resolvieron las reposiciones, y el período de prueba se inició el 20 de julio 2010.

Al 31 de diciembre de 2011, aún existe una prueba pendiente estimándose que esta se complete antes del 31 de enero de 2012.

#### **d.- Arbitraje Central Santa María I.**

En relación con el contrato de construcción llave en mano y a suma alzada para la construcción en Coronel de la central a carbón Santa María I, suscrito en junio de 2007 entre Colbún S.A. y un Consorcio extranjero, el 26 de Diciembre de 2011 Colbún percibió un total de US\$ 94,1 millones, correspondientes a: (i) un pago efectuado directamente por el Consorcio en sustitución de dos boletas de garantía; y (ii) al cobro directo de otras dos boletas de garantía. Previamente, con fecha 16 de noviembre del año 2011, Colbún hizo efectiva otras boletas de garantía por la cantidad total de US\$ 8,6 millones. El cobro de estos montos no tuvo efecto en resultado, pues se aplicaron a reducir costos y gastos en los que Colbún debió incurrir con motivo de los incumplimientos referidos, y que están activados en el Proyecto.

Los pagos referidos fueron requeridos por Colbún, por haber incurrido el Consorcio en incumplimientos a diversas obligaciones bajo el Contrato, que generan multas y obligaciones restitutorias e indemnizatorias en favor de Colbún.

Por la misma causa, Colbún solicitó a la Cámara Internacional de Comercio con sede en París, la constitución del tribunal arbitral previsto en el Contrato. Por su parte, Colbún fue notificada que el Consorcio también solicitó la constitución del tribunal arbitral. Una vez iniciado el arbitraje, se estima que la presentación de demandas y contrademandas ocurrirá en un plazo de 4 a 6 meses.

## 36. 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 2011 la Compañía está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

## 37. HECHOS OCURRIDOS DESPUÉS DE LA FECHA DEL ESTADO DE SITUACIÓN

No se han producido hechos posteriores entre el 31 de diciembre de 2011 y la fecha de emisión de los estados financieros.

## 38. MEDIO AMBIENTE

Las Sociedades del grupo en las cuales se han efectuado desembolsos asociados con Medio Ambiente se detallan a continuación: Colbún S.A., Río Tranquilo S.A., H. Guardia Vieja S.A., H. Aconcagua S.A., Obras y Desarrollo S.A. y Termoeléctrica Antihue S.A. respectivamente.

Los desembolsos asociados a Medio Ambiente efectuados por las compañías se detallan a continuación:

CONCEPTO	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Monitoreo calidad del aire y meteorología	908	446
Seguimiento ambiental	831	396
Estudios de impacto ambiental y otros	573	538
Sistema de gestión ambiental	106	138
Total	2.418	1.518

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 desarrollo de Estudios y de Declaraciones de Impacto Ambiental, que corresponden a permisos ambientales efectuados previos a la fase de construcción.

A continuación se indican los principales proyectos en curso y una breve descripción de los mismos:

Termoeléctrica Santa María de Coronel: Complejo termoeléctrico 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, Región del Biobío.

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 central.

Central Hidroeléctrica Angostura: Central Hidroeléctrica de embalse, proyectada aguas abajo de la confluencia del río Biobío y Huequecura en la Región del Biobío.

Subestación Mulchén: Subestación eléctrica, ubicada en la Región del Biobío, comuna de Mulchén, que seccionará la línea de doble circuito Charrúa-Cautín y permitirá la conexión al Sistema Interconectado Central (SIC) de la Central Hidroeléctrica Angostura, mediante la línea Angostura-Mulchén.

### 39. MONEDA EXTRANJERA

El detalle de Activos y Pasivos en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda Extranjera	Moneda funcional	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
<b>Activos corrientes totales</b>				
Efectivo y equivalentes al efectivo	Pesos	Dólar	81.061	144.063
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	Dólar	52.874	38.274
Otros activos no financieros, corriente	Pesos	Dólar	62	4.948
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	Pesos	Dólar	192.568	287.122
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	Euro	Dólar	-	1.468
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	Pesos	Dólar	4.944	4.868
Inventarios	Pesos	Dólar	14.109	13.661
Activos por impuestos corrientes	Pesos	Dólar	182.672	178.395
<b>Total activos corrientes</b>			<b>528.290</b>	<b>672.799</b>
<b>Activos no corrientes</b>				
Otros activos financieros no corrientes	Pesos	Dólar	290	365
Otros activos no financieros no corrientes	Pesos	Dólar	9.894	8.054
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	UF	Dólar	-	3.477
Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación	Pesos	Dólar	121.097	130.481
<b>Total de activos no corrientes</b>			<b>131.280</b>	<b>142.377</b>
<b>Total de activos</b>			<b>659.570</b>	<b>815.176</b>
<b>PASIVOS</b>				
	Moneda Extranjera	Moneda funcional	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
<b>Pasivos corrientes totales</b>				
Otros pasivos financieros corrientes	UF	Dólar	8.042	7.486
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Pesos	Dólar	111.585	147.580
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	Pesos	Dólar	32.121	13.485
Otras provisiones corrientes	Pesos	Dólar	2.838	4.606
Pasivos por impuestos corrientes	Pesos	Dólar	10.350	19.745
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Pesos	Dólar	9.938	8.164
Otros pasivos no financieros corrientes	Pesos	Dólar	4.083	4.105
<b>Total pasivos corrientes totales</b>			<b>216.031</b>	<b>205.171</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>				
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	Dólar	336.183	445.393
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Pesos	Dólar	14.815	14.128
Otros pasivos no financieros no corrientes	Pesos	Dólar	8.429	8.575
<b>Total de pasivos no corrientes</b>			<b>359.427</b>	<b>468.096</b>
<b>Total pasivos</b>			<b>575.458</b>	<b>673.267</b>

Perfil de vencimiento de Otros pasivos financieros en moneda extranjera

Al 31.12.2011	Moneda Extranjera	Moneda funcional	Hasta 91 días MUS\$	Desde 91 días hasta 1 año MUS\$	Desde 1 año hasta 3 años MUS\$	Más 3 años hasta 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros	UF	Dólar	-	8.042	26.753	36.449	272.981	344.224
Totales			-	8.042	26.753	36.449	272.981	344.224

Al 31.12.2010	Moneda Extranjera	Moneda funcional	Hasta 91 días MUS\$	Desde 91 días hasta 1 año MUS\$	Desde 1 año hasta 3 años MUS\$	Más 3 años hasta 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros	UF	Dólar	-	7.486	42.962	69.891	332.540	452.879
Totales			-	7.486	42.962	69.891	332.540	452.879

#### 40. DOTACIÓN DEL PERSONAL

La dotación del personal de la compañía al 31 de diciembre de 2011 y 2010, era la siguiente:

	31.12.2011 Nº de Trabajadores	31.12.2010 Nº de trabajadores
Gerentes y Ejecutivos principales	57	50
Profesionales y Técnicos	571	559
Trabajadores y otros	294	280
<b>Total</b>	<b>922</b>	<b>889</b>
Promedio del año	915	850

## INFORME DE LOS INSPECTORES DE CUENTAS

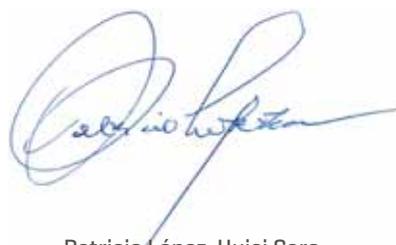
A los señores Accionistas:

Conforme al mandato que nos otorgó la junta General de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2011, hemos examinado el Balance General de Colbún S.A al 31 de diciembre de 2011 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.



Gastón Cruzat Larraín



Patricio López-Huici Caro

Santiago, marzo de 2012.

# ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

## 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- La compañía presentó en el ejercicio 2011 una ganancia controladora de US\$5,2 millones (vs. US\$112,3 millones el 2010). El resultado operacional fue de US\$80,1 millones (vs. US\$207,1 millones el 2010) y el resultado no operacional fue una pérdida de US\$50,9 millones (vs. una pérdida de US\$84,9 millones el 2010). Finalmente, la compañía registró gastos por impuestos de US\$24 millones (vs. US\$6,3 millones el 2010).

- El año 2011 se caracterizó por un mayor nivel de compromisos comerciales, los que se supuso estarían respaldados por la generación de la central termoeléctrica Santa María. El atraso en su puesta en marcha hasta el primer cuatrimestre del año 2012, explica la mayor exposición que tuvo la compañía a un período 2010-2011 con hidrología seca y por lo tanto la baja de su EBITDA desde US\$331,1 millones en el 2010 a US\$204,7 millones en el 2011.

- La generación hidráulica al 31 de diciembre de 2011 alcanzó los 5.462 GWh, un 1,9% inferior a lo generado a Dic10, y aproximadamente un 20% menos de la que habría correspondido en un año normal. Esta menor generación hidráulica es consecuencia de dos años secos consecutivos. En efecto el período bi-anual 2010-2011, se encuentra en el 5% más seco de los últimos 49 años.

- La generación hidráulica del año 2011 representó un 51,1% de los compromisos comerciales en comparación con el 63,0% a Dic10. De haber contado con la generación de la Central Santa María durante el 2011, la generación base (hidráulica y carbón) habría representado aproximadamente un 70% de los compromisos del período. El remanente no cubierto por la generación base, se cubrió con generación térmica con GNL, y con generación térmica con diesel o bien compras en el mercado spot.

- La evolución del EBITDA de la compañía en el transcurso del 2011 ha sido favorable. Durante el segundo semestre del año 2011, la compañía presentó un EBITDA de US\$180 millones, muy superior al del primer semestre del año que alcanzó US\$24,7 millones. Esto se debe a que la generación hidráulica del segundo semestre fue de 3.248 GWh, superior en un 47% a la del primer semestre y equivalente a un 60% de los compromisos comerciales (vs. un 42% del primer semestre). La mayor generación hidráulica del segundo semestre se debe principalmente al período de deshielo, que aunque menor al de un año normal, ha sido mejor que el del año 2010.

- La política comercial de la compañía consiste en asumir compromisos comerciales de largo plazo a niveles de precio que permitan rentabilizar la base de activos de la compañía y no exponerla a las variaciones del mercado spot, y a la vez mantener un nivel acotado de volatilidad. Por esto último es que el nivel de compromisos comerciales debe ser consistente con la generación base definida como la generación hidráulica en un año medio-seco y la generación termoeléctrica competitiva.

- En una perspectiva más larga de tiempo, la compañía ha evolucionado hacia el objetivo de un mayor equilibrio entre generación competitiva base (hidráulica más termoeléctrica a carbón) y sus compromisos comerciales. Para ilustrar dicha evolución, es interesante la comparación del año 2011 con el año 2007. En este último ejercicio se dio una condición hidrológica seca con una generación hidráulica de aproximadamente 6.200 GWh,

obteniéndose un EBITDA de sólo US\$17 millones. Tales compromisos comerciales se habían suscrito en los tiempos de gas natural argentino abundante y competitivo, en condiciones de precio muy lejanas de la estructura de costos que por la crisis de suministro empezó a prevalecer. El año 2011, con una generación hidráulica aún menor que la del año 2007, se alcanzó un EBITDA de US\$204,7 millones. Un menor nivel de compromisos comerciales, la reestructuración de sus condiciones de precio e indexación, la puesta en marcha de proyectos hidroeléctricos por 150 MW en el periodo 2007-2010 así como térmicas de respaldo y la conversión de centrales térmicas existentes para su operación dual, es lo que ha permitido esta evolución. El atraso de la central Santa María y la subsistencia de algunos contratos comerciales suscritos en base a gas natural argentino a principios de los 2000's, los que, aunque re-estructurados, siguen teniendo niveles de precio inferiores a los precios de mercado y a las condiciones de costo que tiene el sector, implicó que en el año 2011 la compañía se alejó transitoriamente del equilibrio referido.

- Los resultados de la compañía esperados para los próximos meses, en particular hasta el inicio del próximo año hidrológico, estarán determinados por el debilitamiento del período de deshielo que normalmente ocurre en el verano, por el uso del agua embalsada en el sistema y por la generación de la central Santa María durante el período de comisionamiento. A partir del segundo cuatrimestre del 2012, en que se espera que Santa María esté operando ya en régimen, la Compañía presentará una posición comercial más equilibrada. En un horizonte de más largo plazo, los resultados de la compañía estarán determinados entre otros factores por el término de los últimos contratos comerciales suscritos a principios de los 2000, por su reemplazo por nuevos contratos comerciales con clientes industriales y por la puesta en marcha del proyecto Angostura esperada para fines del 2013.

- El proyecto Santa María (342 MW) continúa en etapa de comisionamiento y pruebas. El día 17 de septiembre se realizó la primera sincronización al SIC y durante diciembre se alcanzaron potencias superiores a 350 MW operando tanto con petróleo diesel como con carbón. Se estima la entrada en operación comercial de la central durante el primer cuatrimestre del 2012, lo que indica que la etapa de comisionamiento ha sido más extensa de lo que Colbún estimó inicialmente dado el estándar en este tipo de proyectos. Este mayor plazo de comisionamiento se agrega a los atrasos ya acumulados durante la construcción del proyecto. Estos atrasos se explican principalmente por el desempeño y comportamiento que ha exhibido el consorcio contratista a cargo de la construcción de la central en la modalidad EPC, y en menor medida por efectos del terremoto. Estos atrasos así como otros incumplimientos, dieron origen al cobro de boletas de garantía por un monto de US\$102,7 millones por parte de Colbún, al amparo de las disposiciones del Contrato y sus modificaciones.

- El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), sigue avanzando en la etapa de construcción en obras tales como caverna de máquinas, túneles de aducción y pretil. A la fecha ha concluido la excavación de la caverna de máquinas, de los túneles de desvío y se ha llevado a cabo el desvío del río, con ello iniciando la construcción de las pre-ataguías.

- El proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW) continúa realizando la nueva campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios de año, la cual se espera se prolongue hasta el primer trimestre del 2012. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la referida campaña.

- En materia de resultado no operacional, la compañía presenta cargos contables por Diferencias de Cambio por US\$14,2 millones, y un ítem no recurrente por un monto negativo de US\$21,3 millones correspondiente al pago a Gas Andes por dar término anticipado a uno de los contratos de transporte de gas argentino. Tomando en cuenta este pago, y otros pagos adicionales que realizará Colbún en caso que ejerza las opciones referidas en la transacción, el acuerdo implicará para la compañía un ahorro relevante de costos futuros de aproximadamente US\$16 millones anuales en el periodo 2012 a 2028 por servicios de transporte de gas que no estaba usando. Por otra parte, la línea de impuestos alcanzó un gasto por US\$24 millones, el que se explica por la depreciación en términos reales del tipo de cambio, que influye en los cálculos de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevadas en pesos chilenos, mientras la contabilidad financiera de la compañía es llevada en dólares. Con relación a la depreciación del tipo de cambio, si bien tiene un efecto negativo a nivel contable (debido a la posición larga de activos en CLP), produce un efecto positivo a nivel de flujo económico. En efecto, dado que una porción importante de los proyectos que está desarrollando Colbún están denominados en UF/CLP, un tipo de cambio más alto disminuye el costo de los proyectos medidos en dólares.

- Finalmente al cierre del 4T11, Colbún cuenta con una liquidez de US\$295,8 millones, monto que producto del efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$295,0 millones<sup>1</sup>. Esta liquidez es un elemento importante del plan de financiamiento del programa de inversiones y además una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.

<sup>(1)</sup> Para efectos de IFRS, los derivados se presentan separadamente en la cuenta Activo o Pasivo de Cobertura. Para mayor detalle revisar nota 7 de los Estados Financieros.

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 4T11, 3T11 y 4T10 y los resultados acumulados para Dic11 y Dic10.

**Tabla 1:** Estado de Resultados  
[US\$ millones]

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Dic-10	Dic-11		4T10	3T11	4T11
1.024,2	1.332,8	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>271,8</b>	<b>362,3</b>	<b>319,8</b>
435,2	675,9	Venta a Clientes Regulados	119,1	182,5	179,7
403,9	454,3	Venta a Clientes Libres	110,4	122,5	105,4
0,1	-	Ventas a Clientes Sin Contrato	-	-	-
88,3	41,7	Ventas otras generadoras	10,2	17,6	[1,7]
96,7	160,8	Otros ingresos	32,0	39,6	36,4
[633,3]	[1.061,4]	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>[184,7]</b>	<b>[240,6]</b>	<b>[227,3]</b>
[78,8]	[110,2]	Peajes	[27,2]	[27,1]	[27,8]
[35,3]	[229,4]	Compras de Energía y Potencia	[14,7]	[49,9]	[117,8]
[127,8]	[303,6]	Consumo de Gas	[72,2]	[73,1]	[8,8]
[336,5]	[357,3]	Consumo de Petróleo	[50,7]	[75,2]	[53,4]
[55,0]	[60,9]	Trabajos y suministros de terceros	[19,9]	[15,3]	[19,5]
<b>390,9</b>	<b>271,4</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>87,1</b>	<b>121,7</b>	<b>92,5</b>
[37,7]	[45,7]	Gastos por beneficios a empleados	[10,9]	[10,1]	[12,3]
[22,1]	[21,0]	Otros gastos, por naturaleza	[6,4]	[5,7]	[6,0]
[124,0]	[124,6]	Gastos por depreciación y amortización	[31,3]	[31,0]	[31,4]
<b>207,1</b>	<b>80,1</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>38,5</b>	<b>74,8</b>	<b>42,8</b>
<b>331,1</b>	<b>204,7</b>	<b>EBITDA</b>	<b>69,8</b>	<b>105,8</b>	<b>74,2</b>
12,9	8,9	Ingresos financieros	3,6	1,5	1,6
[49,1]	[27,7]	Gastos financieros	[9,7]	[6,6]	[5,3]
4,0	6,8	Resultados por unidades de reajuste	[0,3]	1,0	2,3
17,7	[14,2]	Diferencias de cambio	4,2	[16,7]	4,3
0,5	4,3	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	[0,4]	[0,5]	1,7
[70,8]	[28,9]	Otras ganancias (pérdidas)	1,7	[0,9]	[23,5]
[84,9]	[50,9]	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>[0,9]</b>	<b>[22,1]</b>	<b>[18,9]</b>
122,2	29,2	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>37,6</b>	<b>52,7</b>	<b>23,9</b>
[6,3]	[24,0]	Gasto por impuesto a las ganancias	[22,8]	[34,8]	8,4
115,9	5,2	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>14,7</b>	<b>17,9</b>	<b>32,3</b>
115,9	5,2	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>14,7</b>	<b>17,9</b>	<b>32,3</b>
112,3	5,2	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>14,7</b>	<b>17,9</b>	<b>32,3</b>
3,6	[0,0]	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## 2.1 Resultado de operación

El EBITDA del 4T11 ascendió a US\$74,2 millones, un leve aumento con respecto a los US\$69,8 millones del 4T10 y menor que los US\$105,8 millones del 3T11. En términos acumulados, el EBITDA a Dic11 ascendió a US\$204,7 millones, versus el EBITDA a Dic10 de US\$331,1 millones.

Las ventas de energía y potencia del 4T11 ascendieron a US\$283,4 millones, un aumento de 18,2% respecto a igual trimestre del año anterior, debido principalmente a mayores ventas físicas de energía de 16,6%.

En términos acumulados, las ventas de energía y potencia a Dic11 ascendieron a US\$1.172,0 millones mostrando un aumento de 26,4% respecto a Dic10, explicado también principalmente por mayores ventas físicas en 14,5%.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 4T11 ascendieron a US\$227,3 millones, mayores en un 23,1% a los registrados durante el 4T10, debido principalmente a mayores compras de energía en el mercado spot, parcialmente compensado por un menor consumo de combustibles para la generación.

En términos acumulados, los consumos de materias primas y materiales secundarios durante el 2011 fueron 67,6% mayores a los registrados durante el año anterior, principalmente por mayores compras de energía y potencia en el mercado spot y una mayor generación térmica con petróleo diesel y gas.

### Ventas Físicas y Generación

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T10, 3T11 y 4T11 y para Dic11 y Dic10.

**Tabla 2:** Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
Dic-10	Dic-11		4T10	3T11	4T11
9.475	10.852	Total Ventas Físicas [GWh]	2.372	2.744	2.766
3.800	6.085	Clientes Regulados	940	1.538	1.588
5.030	4.602	Clientes Libres	1.308	1.133	1.178
645	164	Ventas CDEC	124	73	0
1.315	1.488	Potencia [MW]	1.384	1.549	1.532

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
Dic-10	Dic-11		4T10	3T11	4T11
9.403	9.781	Total Generación [GWh]	2.310	2.531	2.011
5.566	5.462	Hidráulica	1.262	1.552	1.696
1.273	2.418	Térmica Gas	698	570	14
2.563	1.901	Térmica Diesel	350	409	302
100	1.094	Compras CDEC	13	224	715

*Nota: el total de generación no incluye la generación correspondiente a la puesta en marcha de la central Santa María I*

## Mix de Generación

El 4T11 se caracterizó por presentar condiciones de deshielos consistentes con un invierno 2011 seco y por ende menores a las de un deshielo normal, aunque mas favorables que las del año anterior. La generación hidroeléctrica aumentó en un 34,4% respecto al 4T10 y en un 9,3% respecto al 3T11. A su vez, la generación térmica disminuyó en un 69,9% con respecto al 4T10 y en un 67,8% respecto al 3T11.

Con respecto al mix de generación del 4T11, el 61,3% de los compromisos fue cubierto con generación hidro [vs. 56,1% del 4T10 y 58,1% del 3T11] y 11,4% con generación termo [vs. 46,6% del 4T10, en cuyo caso el excedente se vendió en el mercado CDEC, y 36,7% del 3T11].

En términos acumulados, la tecnología hidro representó el 51,1% de los compromisos del período [vs. 63,0% a Dic10], y la tecnología termo representó el 40,4% de estos [vs. 43,5% a Dic10, periodo en el cual el excedente se vendió en el mercado CDEC]. La generación térmica a Dic11 fue un 12,6% superior a la de Dic10. Del total de generación térmica, 56,0% fue producto de generación con gas y un 44,0% producto de generación con diesel. La mayor generación con gas se debió a un acuerdo alcanzado con ENAP, para el suministro de gas natural para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco, que estuvo vigente hasta agosto de 2011.

Cabe señalar que el mayor nivel de compromisos comerciales que la compañía presenta el 2011 respecto del 2010, y que han amplificado la exposición a condiciones hidrológicas secas, estaba previsto que fueran respaldados por la generación de la central Santa María. En efecto, de haber contado con la generación de la Central Santa María durante el 2011 la generación base [hidráulica y carbón] habría representado cerca de un 70% de los compromisos del período. La puesta en marcha de dicha central se encuentra postergada hasta el primer cuatrimestre del año 2012 principalmente por efecto de atrasos de responsabilidad del contratista principal y en menor medida por efectos del terremoto de 2010.

## Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los Ingresos de actividades ordinarias del 4T11, ascendieron a US\$319,8 millones, un 17,7% mayor con respecto al 4T10 y 11,7% menores a los registrados el 3T11. En términos acumulados, a Dic11 ascienden a US\$1.332,8 millones, un 30,1% mayores a los obtenidos en igual período del año anterior.

Clientes Regulados: Las ventas a clientes regulados alcanzaron US\$179,7 millones el 4T11, mayores en 50,9% con respecto al 4T10 y menores en 1,5% con respecto al 3T11. En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic11 alcanzaron US\$675,9 millones, mayores en 55,3% con respecto a igual período del año anterior. Este aumento se debe principalmente a mayores ventas físicas de 60,2%, principalmente por la entrada en vigencia del contrato con Chilectra en Enero 2011, y es levemente compensado por un menor precio monómico promedio en 3,0%.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$105,4 millones en el 4T11. En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic11 alcanzaron US\$454,3 millones, un aumento de 12,5% respecto a Dic10. Este aumento se explica principalmente por un incremento en los precios monómicos promedio de 17,5% impulsado por la indexación al costo marginal de algunos contratos.

Mercado Spot: Durante el 4T11 no se realizaron ventas de energía al mercado CDEC, a diferencia de los 124 GWh del 4T10 [US\$10,2 millones] y a 73 GWh del 3T11 [US\$17,6 millones]. En términos acumulados, las ventas físicas al CDEC ascendieron a 164 GWh [US\$41,7 millones], menores a las ventas de igual período del año anterior, las cuales totalizaron 645 GWh [US\$88,3 millones]. Cabe aclarar que este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC y efectos del decreto de racionamiento. En febrero 2011 entró en vigencia el Decreto de Racionamiento promulgado por el Ministerio de Energía que, entre otras cosas, exige al CDEC-SIC alcanzar una reserva de agua embalsada de 500 GWh. Este nivel se alcanzó durante el primer semestre del año y todas las compañías generadoras del SIC incurrieron en el costo correspondiente al valor del agua reservada y al sobrecosto resultante de la mayor generación térmica en reemplazo de dicha agua durante ese periodo. Para Colbún, esto resultó en un efecto negativo de US\$28 millones sobre el resultado operacional 2011.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron los US\$36,4 millones el 4T11, similares con respecto al 4T10 y al trimestre anterior. En términos acumulados, los otros ingresos a Dic11 alcanzaron US\$160,8 millones, un aumento con respecto a igual período del año anterior explicado por varias razones tales como: reliquidaciones de peajes de sub-transmisión, mayores ingresos tarifarios en la zona central, reliquidaciones de peajes correspondientes al año 2010, reajustes e indemnización por parte de clientes regulados y la recuperación de peajes pagados por la central Canutillar.

## Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 4T11 fueron de US\$227,3 millones, aumentando en un 23,1% con respecto a los del 4T10, y disminuyendo en un 5,5% con respecto al 3T11. En términos acumulados a Dic11, los costos alcanzaron US\$1.061,4 millones, un 67,6% mayor a los registrados en igual período del año anterior.

Los costos de combustibles durante el 4T11 alcanzaron los US\$62,2 millones, inferior en un 49,4% con respecto al 4T10 y en un 58,1% respecto al 3T11. En términos acumulados, los costos de combustibles a Dic11 ascendieron a US\$660,8 millones, un aumento de 42,3% respecto a igual período del año anterior. Este aumento es producto de la mayor disponibilidad de gas natural para el año 2011, del alza en los precios internacionales del petróleo, de los mayores compromisos vigentes para el período y de la menor generación hidroeléctrica que presenta la compañía a Dic11 versus Dic10.

El costo de gas natural fue de US\$303,6 millones, significativamente superior en comparación a Dic10, explicado por el contrato de suministro para el período Ene-Ago 2011.

En cuanto al petróleo diesel, su costo a Dic11 fue de US\$357,3 millones lo que representa un alza de 6,2% en comparación a igual período de 2010, aún cuando la generación con este combustible disminuyó en 25,8% en dicho período. Como referencia, el precio promedio del WTI durante el 2011 fue de US\$95,1 por barril, un 19,4% mayor al promedio de US\$79,6 por barril durante el 2010.

Los costos de peajes registrados en el 4T11 alcanzan a US\$27,8 millones, un aumento de 2,3% con respecto al 4T10 y de 2,7% respecto al 3T11. En términos acumulados, los costos de peajes a Dic11 fueron de US\$110,2 millones, superiores en un 39,9% a los registrados en igual período del año anterior. Las diferencias a nivel acumulado son consecuencia de mayores costos de sub-transmisión y reliquidaciones registradas durante el período. Cabe destacar que a nivel acumulado, el aumento de los ingresos por peajes [registrados en la línea "otros ingresos" ya analizada anteriormente] más que compensa el aumento de los costos por peajes.

Los costos por trabajos y suministros de terceros del 4T11 fueron de US\$19,5 millones, una leve disminución de 2,0% respecto al 4T10 y un aumento de 27,4% respecto al 3T11. En términos acumulados, estos costos a Dic11 ascendieron a US\$60,9 millones, un 10,9% superiores a los registrados a Dic10. La principal causa del aumento son los costos de mantención por mayor uso de las centrales térmicas que a Dic11 presentan un aumento 12,6% en su generación.

Durante el 4T11 se concretaron compras de energía y potencia en el mercado spot por US\$117,8 millones, lo que significó un aumento de US\$103,1 millones con respecto al 4T10 y un aumento de US\$67,9 millones respecto al 3T11. En términos acumulados, las compras en el mercado spot a Dic11 ascendieron a US\$229,4 millones, un aumento de US\$194,2 millones en comparación a igual período del año anterior. Este incremento se debió a mayores compromisos contractuales adquiridos a partir del año 2011, los cuales se esperaba cumplir con la generación de la central a carbón Santa María, generación que debió ser reemplazada por centrales térmicas de respaldo a generación diesel o en su defecto comprando energía en el mercado spot a un precio similar al costo variable de este tipo de centrales. El aumento también se explica en parte por el término del contrato de suministro de gas a fines de agosto, lo cual, combinado con los niveles de costos marginales del último trimestre del año, incrementó la posición de Colbún como comprador del mercado spot durante este período.

## 2.2 Análisis de ítems no operacionales

Los ítems no operacionales del 4T11 registraron pérdidas por US\$18,9 millones, que se compara negativamente con la pérdida de US\$0,9 millones del 4T10 y positivamente con la pérdida de US\$22,1 millones del 3T11. En términos acumulados, los ítems no operacionales mostraron una pérdida por US\$50,9 millones a Dic11, que se compara positivamente con la pérdida de US\$84,9 millones a Dic10.

**Gastos Financieros:** Los gastos financieros durante el 4T11 fueron de US\$5,3 millones, menores en US\$4,4 millones a los registrados el 4T10 y en US\$1,3 millones a los del 3T11. En términos acumulados, los gastos financieros a Dic11 alcanzaron a US\$27,7 millones, inferiores en US\$21,4 millones a los registrados a Dic10. La variación se debe principalmente a una mayor activación de gastos financieros por un monto de US\$16,5 millones producto de los proyectos que está llevando a cabo la Compañía.

**Ingresos Financieros:** Los ingresos financieros durante el 4T11 alcanzaron los US\$1,6 millones, inferiores en US\$2,0 millones a los registrados el 4T10 y prácticamente igual a los registrados el 3T11. En términos acumulados, los ingresos financieros a Dic11 alcanzaron a US\$8,9 millones, inferiores en US\$4,0 millones a los registrados a Dic10.

**Otras ganancias (pérdidas):** Las Otras ganancias (pérdidas) durante el 4T11 registraron una pérdida de US\$23,5 millones, comparada con la ganancia de US\$1,7 millones del 4T10 y la pérdida de US\$0,9 millones del 3T11. La diferencia en 4T11 se explica por el pago de US\$21,3 millones a Gas Andes por dar término anticipado a uno de los contratos de transporte de gas argentino. Tomando en cuenta este pago, y otros pagos adicionales que realizará Colbún en caso que ejerza las opciones referidas en la transacción, el acuerdo implicará para la compañía un ahorro relevante de costos futuros de aproximadamente US\$16 millones anuales en el periodo 2012 a 2028 por servicios de transporte de gas que no estaba usando.

En términos acumulados, las Otras ganancias (pérdidas) a Dic11 alcanzaron pérdidas por US\$28,9 millones, en comparación a pérdidas de US\$70,8 millones registradas a Dic10. El valor a Dic11 se explica principalmente por el pago a GasAndes mencionado anteriormente mientras que la diferencia con Dic10 se explica por el reconocimiento en resultados en 1T10 del valor negativo del mark to market (US\$15,7 millones) de derivados de tasa de interés asociados al crédito sindicado que se prepagó parcialmente durante ese periodo; y por el pago (US\$41,7 millones) realizado durante 3T10 para dar término anticipado a contratos de transporte de gas con TGN.

**Diferencia de Cambio:** La diferencia de cambio generada durante el 4T11 registró una ganancia de US\$4,3 millones, en comparación a la ganancia de US\$4,2 millones registrado el 4T10 y a la pérdida de US\$16,7 millones el 3T11. En términos acumulados, la diferencia de cambio a Dic11 registró una pérdida de US\$14,2 millones, inferior en US\$31,9 millones a lo registrado a Dic10. El resultado anual es debido a una depreciación en 10,9% del tipo de cambio CLP/USD durante el período, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

**Gasto por Impuesto a las Ganancias:** El impuesto a las ganancias presenta un gasto a Dic11 de US\$24,0 millones, producto principalmente de la depreciación en términos reales del tipo de cambio. Este factor influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

Con relación a la depreciación del tipo de cambio, si bien tiene un efecto negativo a nivel contable en los dos ítems anteriores (debido a la posición larga de activos en CLP), produce un efecto positivo a nivel de flujo económico. En efecto, dado que una porción importante de los proyectos que está desarrollando Colbún están denominados UF/CLP, un tipo de cambio más alto disminuye el costo de esos proyectos medidos en dólares.

### 3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2011.

**Tabla 3:** Principales Partidas del Balance  
[US\$ millones]

	Dic-10	Dic-11
<b>Activo corriente en operación</b>	1.088,9	771,2
Efectivo y equivalentes al efectivo	554,5	295,8
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	308,4	214,1
Ventas normales	132,6	157,0
Ventas distribuidores sin contrato	104,0	0,4
Deudores varios	71,8	56,6
Activos por impuestos corrientes	178,4	182,7
Otros activos corrientes	47,5	78,7
<b>Activos no corrientes</b>	4.675,0	4.848,3
Propiedades, planta y equipo, neto	4.431,6	4.594,7
Otros activos	243,5	253,6
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>5.763,9</b>	<b>5.619,5</b>
Pasivos corrientes en operación	351,0	338,9
Pasivos no corrientes	1.936,6	1.818,3
Patrimonio neto	3.476,3	3.462,2
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>5.763,9</b>	<b>5.619,5</b>

**Efectivos y Equivalentes al efectivo:** El rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$295,8 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$295,0 millones. Durante el año 2011 la compañía vio disminuida su caja debido principalmente a desembolsos producto de los proyectos de inversión que actualmente lleva a cabo.

**Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar:** El rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$214,1 millones, una disminución de 30,6% respecto a Dic10. Al analizar los distintos componentes de esta cuenta por cobrar cabe destacar las menores 'Ventas distribuidores sin contrato' de US\$103,6 millones producto de la recaudación de las ventas bajo RM88 durante el año 2011. Al término del período esta cuenta ya se encuentra casi completamente cobrada.

**Activos por Impuestos Corrientes:** Los activos por impuestos corrientes registran un saldo de US\$182,7 millones al 31 de diciembre de 2011, un leve aumento de 2,4% respecto al cierre del año 2010, lo cual se debe principalmente al crédito fiscal generado por la compra de diesel durante el período, impuesto específico que se está acumulando desde Abr11 en el balance producto del término en Mar11 de la franquicia tributaria que permitía a las empresas generadoras con capacidad instalada mayor a 1.500 kW recuperar dicho impuesto [ley 20.258], y parcialmente compensado por la recuperación de IVA Crédito generado por los proyectos de inversión que actualmente está llevando a cabo la compañía y por el efecto de la variación del tipo de cambio sobre cuentas de activos por impuestos.

Otros Activos Corrientes: Los otros activos corrientes registraron un saldo de US\$78,7 millones a Dic11, un aumento de US\$31,3 millones respecto a Dic10, explicado principalmente por inventarios de carbón considerados para la etapa de puesta en marcha del proyecto Santa María I.

Activos No Corrientes: La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.595 millones al cierre de diciembre de 2011, un aumento de 3,7% respecto a Dic10, explicado por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía.

Pasivos Corrientes en Operación: Los pasivos corrientes en operación alcanzaron a US\$338,9 millones, una disminución de 3,4% a Dic11 en comparación al cierre de Dic10.

Esta variación se explica principalmente por menores impuestos a la renta por pagar de US\$31,3 millones, menores dividendos mínimos provisionados y menores cuentas por pagar a entidades relacionadas, parcialmente compensado por el traspaso hacia la porción de corto plazo de un bono en UF y de un crédito en pesos. Cabe destacar que también existe un efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF, cuando son contabilizados en USD.

Pasivos No Corrientes en Operación: Los pasivos no corrientes en operación totalizaron US\$1.818 millones al cierre de Dic11, una disminución de 6,1% en comparación a Dic10, debido principalmente al traspaso desde la porción de largo plazo del bono y crédito mencionado anteriormente y menores gastos activados por US\$10,9 millones, parcialmente compensados por mayores impuestos diferidos por pagar por US\$13,2 millones. Cabe destacar que también existe un efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF, cuando son contabilizados en USD.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.462 millones, una leve variación negativa de 0,4% durante el periodo 2011.

#### 4. INDICADORES

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ciertos índices financieros. Los indicadores financieros de balance son calculados a la fecha que se indica y los del estado de resultados consideran el resultado acumulado a la fecha indicada.

**Tabla 4:** Índices Financieros

INDICADOR	Dic-10	Dic-11
Liquidez Corriente:		
Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,24	2,28
Razón Ácida:		
[Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados] / Pasivos Corriente en operación	3,10	2,14
Razón de Endeudamiento:		
[Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes] / Total Patrimonio Neto	0,66	0,62
Deuda Corto Plazo [%]:		
Pasivos Corrientes en operación / [Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes]	15,34%	15,71%
Deuda Largo Plazo [%]:		
Pasivos no Corrientes en operación / [Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes]	84,66%	84,29%
Cobertura Gastos Financieros:		
[Ganancia [Pérd.] antes de Impuestos + Gastos financieros] / Gastos Financieros	3,49	2,05
Rentabilidad Patrimonial [%]:		
Ganancia [Pérd.] después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	3,23%	0,15%
Rentabilidad del Activo [%]:		
Ganancia [Pérd.] controladora / Total Activo Promedio	2,00%	0,09%
Rendimientos Activos Operacionales [%]		
Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	4,67%	1,77%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Dic11 más el patrimonio a Dic10 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Dic11 más el total de activo a Dic10 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Dic11 más el total de Propiedad, planta y equipo a Dic10 dividido por dos.

## 5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad se puede ver en la siguiente tabla:

**Tabla 5:** Resumen del Flujo Efectivo  
[US\$ millones]

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Dic-10	Dic-11		4T10	3T11	4T11
484,4	554,5	Efectivo Equivalente Inicial	548,0	352,0	247,6
0,3	0,0	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	0,0	0,0	0,0
341,4	107,5	Flujo Efectivo de la Operación	107,4	15,8	78,6
134,5	[51,7]	Flujo Efectivo de Financiamiento	[2,8]	15,8	[46,1]
[434,6]	[306,1]	Flujo Efectivo de Inversión	[101,0]	[118,5]	6,8
41,3	[250,3]	Flujo Neto del Periodo	3,6	[86,9]	39,3
28,5	[8,4]	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	2,9	[17,5]	8,9
554,5	295,8	Efectivo Equivalente Final	554,5	247,6	295,8

Las actividades de la operación durante el 4T11 generaron un flujo neto positivo de US\$78,6 millones en comparación al flujo neto positivo de US\$15,8 millones del 3T11. Esta alza se explica principalmente por menores requerimientos de capital de trabajo durante el periodo debido al cambio de mix de generación térmico y a las mayores compras al mercado CDEC, cuyo plazo de pago es mayor al plazo de pago a proveedores de combustibles. Este efecto es parcialmente compensado por el pago de US\$21,3 millones a GasAndes para dar término anticipado a un contrato de transporte de gas.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Dic11 de US\$107,5 millones, el que se explica fundamentalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$1.643 millones - monto que incluye la recaudación efectuada por concepto de RM88 - parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$1.393 millones, desembolsos por gastos financieros netos de US\$64,8 millones, pago de impuestos por US\$58,6 millones y el pago efectuado a GasAndes mencionado anteriormente.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto negativo de US\$46,1 millones durante el 4T11, que se explica principalmente por amortización de bonos locales y vencimiento de operaciones de confirming.

En términos acumulados, las actividades de financiamiento originaron un flujo neto negativo a Dic11 de US\$51,7 millones principalmente debido al pago de dividendos por un monto de US\$37,6 millones y amortizaciones de deuda bancaria y de los bonos locales mencionados anteriormente.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto positivo de US\$6,8 millones durante el 4T11, que se explica principalmente por el cobro de boletas de garantía por US\$102,7 millones en relación al proyecto Santa María y por la recuperación de IVA crédito generado por los proyectos de inversión, efectos que fueron parcialmente compensados por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos por US\$107,4 millones - que se comparan con las incorporaciones del 4T10 de US\$98,0 millones y las del 3T11 de US\$112,2 millones.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$306,1 millones a Dic11, principalmente debido a incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$420,7 millones producto de los proyectos en etapa de construcción, y a los aportes entregados a la coligada Hidroaysén por US\$21,2 millones, parcialmente compensados por el cobro de las boletas y la recuperación de impuesto mencionados anteriormente.

## 6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.620 MW, conformada por 1.347 MW en unidades térmicas y 1.273 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 25% del mercado en términos de capacidad instalada.

Los resultados de la compañía presentan una variabilidad estructural por cuanto dependen de condiciones exógenas como son la hidrología y el precio de los combustibles [petróleo, gas y carbón] entre otros. En años secos se debe aumentar la producción de unidades térmicas con petróleo diesel o incrementar las compras de energía en el mercado spot a costos marginales marcados por esta misma tecnología.

### 6.1 Perspectiva de mediano plazo

La Compañía presentó para el periodo 2011 resultados operacionales inferiores a los de igual período del año anterior, principalmente producto de la mayor generación térmica con diesel y gas – a consecuencia de la secuencia de dos años hidrológicos secos en el SIC (Sistema Interconectado Central) – y a la acumulación de la reserva hídrica decretada por el Ministerio de Energía, situaciones que han provocado una menor generación hidráulica comparado a un año normal. Junto con lo anterior, Colbún aumentó su nivel de compromisos comerciales en el año 2011 los que estarían respaldados por un aumento de la capacidad de generación base dada por la puesta en marcha de la central térmica a carbón Santa María. La puesta en marcha de dicha central se encuentra postergada hasta el primer cuatrimestre del año 2012 por efecto de atrasos ocasionados por el terremoto y principalmente por el desempeño deficiente del Consorcio a cargo de la construcción y en menor medida por el terremoto de 2010. El aumento de compromisos comerciales y el atraso de la puesta en marcha de Santa María, implicaron que el impacto de una hidrología seca como la que ha ocurrido desde el invierno del 2010, fuera mayor que el de la situación en régimen.

La política comercial de la compañía contempla un nivel de contratación que se adecua a su capacidad de generación competitiva. Esto considera su capacidad de generación hidráulica en un año medio a seco, y su capacidad de generación térmica competitiva con carbón. Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías secas, lo acota a niveles aceptables. Tal fue el caso del ejercicio 2010, donde a pesar de una condición hidrológica seca, la compañía presentó un EBITDA de US\$331 millones. Sin embargo la política comercial no tiene como único propósito disminuir la exposición a hidrologías secas, sino que también generar un perfil de ingresos en períodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción. Es por esto que el nivel de compromisos comerciales aumentó el año 2011, compromisos que se planificaban respaldar por la generación de Santa María. A raíz del atraso en la puesta en operación de dicha central, ha aumentado transitoriamente la exposición a las condiciones hidrológicas y al precio de los combustibles para este año. En efecto, la energía que hubiese generado dicha planta ha debido ser reemplazada por mayor generación con diesel, o por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente ha estado marcado por esa misma tecnología la gran mayoría del tiempo. Esta exposición se encuentra mitigada en parte por la cobertura de perjuicio de paralización de la póliza de seguro de Todo Riesgo Construcción y Montaje con que cuenta el proyecto, la cual contiene deducibles estándares, así como por las indemnizaciones previstas en el contrato de construcción en caso de atraso del contratista. A Dic11, Colbún ha cobrado un total de US\$102,7 millones en boletas de garantía al contratista, cuyo detalle se explica más adelante en la sección que trata sobre los riesgos de los proyectos en construcción.

Si bien el invierno 2011 presentó condiciones hidrológicas más favorables que las del invierno 2010, estas condiciones favorables se concentraron en los meses de julio y agosto y en las cuencas de la zona sur de Chile, siendo a nivel agregado un segundo año consecutivo seco en el SIC. A su vez, el último trimestre del año se vio caracterizado por condiciones de deshielos más favorables que el año anterior. Ambos factores contribuyeron en parte a los mejores resultados de la compañía durante la segunda mitad del año.

Dicho esto, cabe distinguir que el período 2010-2011 muestra un déficit significativo de lluvias en las cuencas de la compañía debido a los dos años secos consecutivos. El período bi-anual 2010-2011, se encuentra en el 5% más seco de los últimos 49 años.

Los resultados de la compañía esperados para los próximos meses, en particular hasta el inicio del próximo año hidrológico, estarán determinados por el debilitamiento del período de deshielo que normalmente ocurre en el verano, por el uso del agua embalsada en el sistema y por la generación de la central Santa María durante el período de comisionamiento. A partir del segundo cuatrimestre del 2012, en que se espera que Santa María esté operando ya en régimen, la Compañía presentará una posición comercial más equilibrada. En un horizonte de más largo plazo, los resultados de la compañía estarán determinados entre otros factores por el término de los últimos contratos comerciales suscritos a principios de los 2000, por su reemplazo por nuevos contratos comerciales con clientes industriales y por la puesta en marcha del proyecto Angostura esperada para fines del 2013.

En una perspectiva más larga de tiempo, la compañía ha evolucionado hacia el objetivo de un mayor equilibrio entre generación competitiva base [hidráulica más termoeléctrica a carbón] y sus compromisos comerciales. Para ilustrar dicha evolución, es interesante la comparación del año 2011 con el año 2007. En este último ejercicio se dio una condición hidrológica seca con una generación hidráulica de aproximadamente 6.200 GWh, obteniéndose un EBITDA de sólo US\$17 millones. Tales compromisos comerciales se habían suscrito en los tiempos de gas natural argentino abundante y competitivo, en condiciones de precio muy lejanas de la estructura de costos que por la crisis de suministro empezó a prevalecer. El año 2011, con una generación hidráulica aún menor que la del año 2007, se alcanzó un EBITDA de US\$204,7 millones. Un menor nivel de compromisos comerciales, la reestructuración de sus condiciones de precio e indexación y la puesta en marcha de proyectos hidroeléctricos por 150 MW en el período 2007-2010 así como térmicas de respaldo y la conversión de centrales térmicas existentes para su operación dual, es lo que ha permitido esta evolución. El atraso de la central Santa María y la subsistencia de algunos contratos comerciales suscritos en base a gas natural argentino a principios de los 2000's, los que, aunque re-estructurados, siguen teniendo niveles de precio inferiores a los precios de mercado y a las condiciones de costo que tiene el sector, implicó que en el año 2011 la compañía se alejó transitoriamente del equilibrio referido.

## 6.2 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene en ejecución un plan de desarrollo consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo su vocación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva, y diversificando sus fuentes de generación.

De esta manera, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

**Proyecto Santa María:** Este proyecto está considerado dentro de la categoría de generación térmica competitiva y consiste en la construcción de una central a carbón con una capacidad de aproximadamente 342 MW de potencia nominal neta. Actualmente el proyecto se encuentra en etapa de comisionamiento y pruebas. El día 17 de septiembre se realizó la primera sincronización al SIC y durante diciembre se alcanzaron potencias superiores a 350 MW operando tanto con petróleo diesel como con carbón. Se estima la entrada en operación comercial de la central durante el primer cuatrimestre del 2012, lo que indica que la etapa de comisionamiento ha sido más extensa de lo que Colbún estimó inicialmente dado el estándar en este tipo de proyectos. Este mayor plazo de comisionamiento se agrega a los atrasos ya acumulados durante la construcción del proyecto. Estos atrasos se explican principalmente por el desempeño y comportamiento que ha exhibido el consorcio contratista a cargo de la construcción de la central en la modalidad EPC, y en menor medida por efectos del terremoto. Estos atrasos así como otros incumplimientos, dieron origen al cobro de boletas de garantía por un monto de US\$102,7 millones por parte de Colbún, al amparo de las disposiciones del Contrato y sus modificaciones.

**Proyecto Angostura:** Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW aprovechará los recursos hídricos de los ríos Bío Bío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente el proyecto se encuentra en plena etapa de ejecución con la construcción de obras tales como caverna de máquina, túneles de aducción y pretil, entre otros. A la fecha ha concluido la excavación de la caverna de máquinas y se ha llevado a cabo el desvío del río, con ello iniciando la construcción de las pre-ataguías.

**Proyecto San Pedro:** En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW), ubicado en las comunas de Los Lagos y Panguipulli, se encuentra desarrollando la nueva campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios de año, la cual se espera

se prolongue hasta el primer trimestre del 2012. Con la información recabada a la fecha se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la campaña referida.

Además, la Compañía en conjunto con ENDESA - quien tiene un 51% - posee una participación de un 49% en Hidroaysén, sociedad que espera desarrollar proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén, los que contarán con una capacidad instalada de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías. A pesar que el Proyecto HidroAysén recibió la aprobación ambiental para construir cinco centrales hidroeléctricas en mayo 2011, esta aún no se encuentra a firme por existir reclamaciones ante el Consejo de Ministros tanto del titular del proyecto como de opositores a él. Además existen recursos judiciales que han impugnado la resolución, los que actualmente se encuentran para fallo de la 3ª Sala de la Corte Suprema. En la actualidad Hidroaysén se encuentra en proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, de la ingeniería y de difusión del proyecto de transmisión. Las resoluciones administrativas y judiciales pendientes, la incertidumbre asociada al contenido de los cambios anunciados a la regulación de los sistemas de transmisión y a los tiempos de tramitación del estudio de impacto ambiental del proyecto de transmisión, no permiten precisar cuándo estará en condiciones de comenzar a construirse.

### **6.3 Política Medioambiental y desarrollo con la comunidad**

En el desarrollo de sus proyectos Colbún ha puesto énfasis en la integración con sus comunidades vecinas. En este sentido se trabaja fuertemente con grupos de interés, organizaciones funcionales y autoridades locales con el fin de comprender sus dinámicas sociales y ser capaces de desarrollar proyectos que se orienten a las necesidades reales y generen valor compartido con las comunidades.

En términos medioambientales Colbún ha buscado acercarse cada vez más a una generación eléctrica con altos índices de "eco-eficiencia", considerando en el diseño de sus proyectos criterios de eficiencia ambiental, además de los técnicos y económicos. El foco del desarrollo de la empresa está en las fuentes renovables de energía, con un complemento térmico eficiente de manera de lograr un suministro seguro, competitivo y sustentable para nuestros clientes.

### **6.4 Riesgos del Negocio Eléctrico**

Colbún enfrenta riesgos asociados a factores exógenos tales como el ciclo económico, la hidrología, el nivel de competencia, los patrones de demanda, la estructura de la industria, los cambios en la regulación y los niveles de precios de los combustibles. Por otra parte enfrenta riesgos asociados al desarrollo de proyectos y fallas en las unidades de generación. Los principales riesgos para este año se encuentran asociados a la hidrología, el precio de los combustibles, riesgos de fallas y riesgos en el desarrollo de proyectos.

#### **6.4.1. Riesgo hidrológico**

Aproximadamente 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 encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objeto mantener un equilibrio entre la generación base competitiva [hidráulica en un año medio-seco y generación térmica a carbón] y los compromisos comerciales. Adicionalmente estos se indexan a índices que reflejen la estructura de costos de la compañía [precio de los combustibles, costos marginales e índices de inflación]. Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante supervisión con el objeto de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.

En este sentido, dadas las condiciones hidrológicas que se estaban observando para el año 2011, en agosto 2010 se perfeccionó un acuerdo de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco para los primeros meses del año 2011. Posteriormente y dado que las condiciones hidrológicas durante el primer semestre de 2011 se mantuvieron desfavorables, se procedió a extender dicho acuerdo hasta agosto de 2011.

Adicionalmente, dadas las condiciones hidrológicas que se están observando para el año 2012, en diciembre de 2011 se perfeccionó un acuerdo de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco para los primeros meses del año 2012.

Finalmente la compañía se encuentra desarrollando los estudios de factibilidad técnica, ambiental y económica de un proyecto de re-gasificación de GNL de manera de poder acceder a los mercados internacionales del referido combustible y así disponer de GNL en condiciones competitivas para la operación de las centrales de ciclo combinado de la compañía, para así agregar capacidad base competitiva a su portfolio de activos.

#### **6.4.2. 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, existiendo un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles.

Cabe recordar, que tal cómo se indicó en el párrafo anterior, que parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles, tales como diesel y carbón.

Para complementar lo anterior y de acuerdo a la política de revisión periódica de los riesgos de la Compañía, a mediados del año 2010, visualizando la necesidad de operar con nuestras plantas térmicas en el año 2011, se tomaron instrumentos de coberturas [opciones Call sobre WTI] con el objeto de acotar los incrementos en los costos de la Compañía por aumento en los precios internacionales del petróleo.

#### **6.4.3 Riesgos de fallas en equipos y mantención**

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y transmisión es fundamental para garantizar los niveles de producción que permiten cubrir adecuadamente los compromisos comerciales. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos regulares a sus equipos acorde a las recomendaciones de sus proveedores y a la experiencia acumulada acerca de fallas y accidentes a lo largo de su historia operacional. Durante los últimos años, y producto de la mayor generación con petróleo diesel, los equipos para generación térmica – que originalmente estaban diseñados para operar con gas natural – han aumentado sus horas equivalentes de operación en comparación a si las unidades hubiesen generado con gas. Como resultado los equipos han requerido un mantenimiento con mayor frecuencia al habitual y han presentado menores niveles de disponibilidad. Se han adoptado las políticas de mantención, los procesos y procedimientos así como las inversiones necesarias para aumentar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las unidades térmicas.

Como política de cobertura de este tipo de riesgos, Colbún mantiene seguros para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por fallas de funcionamiento, destrucción y perjuicio por paralización.

#### **6.4.4 Riesgos de construcción de proyectos**

El desarrollo de nuevos proyectos de generación y transmisión puede verse afectada por factores tales como: retrasos en la obtención de aprobaciones ambientales, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos, oposición de grupos de interés [stakeholders] locales e internacionales, condiciones geográficas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

Actualmente Colbún se encuentra en etapa de construcción de tres proyectos de manera simultánea, por lo que cualquiera de estos factores puede repercutir negativamente en el avance programado y además aumentar el costo final estimado. Esta situación puede generar un efecto adverso en la operación habitual del negocio, pues significa aplazar la puesta en marcha de centrales de generación competitivas por un tiempo indeterminado y reemplazar su generación por mayor generación con petróleo diesel, o en su defecto por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente estaría marcado por esa misma tecnología.

La exposición de la compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera la generación de las centrales en construcción una vez que tengan elevados niveles de certidumbre en los plazos de puesta en marcha, para efectos de definir el nivel de compromisos comerciales. Alternativamente incorporamos altos niveles de holgura en las estimaciones de plazo y costo de construcción.

Adicionalmente la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas de tipo Todo Riesgo de Construcción que cubren tanto daño físico como pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

En relación con el contrato de construcción llave en mano y a suma alzada para la construcción en Coronel de la central a carbón Santa María I, suscrito en junio de 2007 entre Colbún S.A. y un Consorcio extranjero, durante Noviembre y Diciembre Colbún percibió un total de US\$102,7 millones por concepto de cobro de boletas de garantía. El cobro de estos montos no tuvo efecto en resultado, pues se aplicaron a reducir costos y gastos en los que Colbún debió incurrir con motivo de los incumplimientos referidos, y que están activados en el Proyecto.

Los pagos referidos fueron requeridos por Colbún, por haber incurrido el Consorcio en incumplimientos a diversas obligaciones bajo el Contrato, que generan multas y obligaciones restitutorias e indemnizatorias en favor de Colbún.

Por la misma causa, Colbún solicitó a la Cámara Internacional de Comercio con sede en París, la constitución del tribunal arbitral previsto en el Contrato. Por su parte, Colbún fue notificada que el Consorcio también solicitó la constitución del tribunal arbitral. Es importante destacar que la sede del arbitraje es en Santiago de Chile y que el Tribunal Arbitral fallará de acuerdo a la ley chilena. Una vez iniciado el arbitraje, se estima que la presentación de demandas y contrademandas ocurrirá en un plazo de 4 a 6 meses.

#### **6.4.5 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.

Cabe mencionar que durante el primer trimestre del año 2011 el Ministerio de Energía publicó un Decreto Preventivo de Racionamiento Eléctrico con el fin de tomar medidas de forma anticipada para evitar situaciones de estrechez energética y cortes de suministro durante el año 2011, producto de la hidrología seca del año 2010 y previendo que esta situación se pudiera repetir durante el año 2011. El Decreto en sus aspectos relevantes establece la autorización a las empresas generadoras y distribuidoras del SIC a adoptar medidas como promover disminuciones del consumo de electricidad y pactar con sus clientes reducciones de consumo. Además establece garantizar que la operación de las centrales hidroeléctricas de embalse del sistema debe permitir la constitución de una reserva hídrica efectivamente disponible equivalente a 500 GWh, reducir los plazos de conexión de nueva generación y permitir una operación más flexible del sistema de transmisión. En agosto 2011 se extendió la vigencia del decreto hasta abril 2012.

Un cambio regulatorio que se oficializó durante el año fue la publicación de la nueva norma de emisiones para termoeléctricas. La nueva norma fija límites para las emisiones y establece el plazo para cumplir con esos límites. La nueva regulación distingue dos categorías de plantas: las existentes y las nuevas. En el caso de Colbún, todas sus centrales térmicas (incluyendo la central Santa María) cumplen con esta nueva norma o bien se encuentran desarrollando las adaptaciones necesarias en los plazos previstos.

En el último tiempo se han observado iniciativas parlamentarias de proyectos de ley, como el que promueve el desarrollo de energías renovables no convencionales, que introducen riesgos al sector. En efecto, sin perjuicio del enorme potencial que Chile tiene en las referidas fuentes de generación, el proyecto de ley indicado impone su desarrollo a niveles más allá de lo que indica la eficiencia económica y ambiental y a través de instrumentos que introducen distorsiones en el mercado eléctrico. Colbún está estudiando y desarrollando proyectos de energías renovables no convencionales que sean económica y ambientalmente eficientes sin necesidad de incentivos especiales adicionales a los que ya existen.

Otro hecho que tiene relación con el marco regulatorio se ocasionó con las dificultades financieras y el posterior inicio del proceso de quiebra de la empresa generadora Campanario Generación S.A. En efecto, esta situación ha dado origen a múltiples consecuencias para todos los actores del sector, tales como el rompimiento de la cadena de pago en el mercado spot y la re- asignación forzada, por disposición de la SEC, de los suministros regulados originalmente comprometidos por Campanario a SAESA y CGED. Esta decisión unilateral de la autoridad significa la obligación de abastecer contratos suscritos por otros generadores, hoy fallidos, que no contaban con la energía para ello. Al respecto, Colbún estima que se deben mejorar los mecanismos de mitigación de riesgo de contraparte entre los miembros del CDEC, utilizando experiencias de otras cámaras de compensación, y que los contratos deben ser re-licitados a la brevedad posible, dado que la re- asignación compulsiva fue decretada por la SEC como medida de emergencia y de carácter transitoria. Sin perjuicio de lo anterior, Colbún estudia los mecanismos legales y judiciales para permitir el restablecimiento del orden jurídico habitual.

#### **6.5 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 contraparte 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 aproximadamente US\$3,4 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:

TASAS DE INTERÉS	31.12.2010	31.12.2011
Fija	100%	100%
Variable	0%	0%
Total	100%	100%

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente prepagado en febrero del año 2010. Estos instrumentos por un notional de US\$200 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que será manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

### 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.

Sin perjuicio de lo anterior, durante los últimos meses se han observado problemas puntuales de insolvencia de algunos integrantes del CDEC.

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.

A Dic11 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 89% 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 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 período.

A Dic11 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$295,8 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y Depósitos a Plazo con duración promedio menor a 90 días. Asimismo, la compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: [i] una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 5 millones, [ii] dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, [iii] una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y [iv] líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

# Estados Financieros Resumidos

---

POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

---

*FILIALES*  
*Miles de Dólares*

**TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A.**  
**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS**

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Activos</b>		
Total activos, corrientes	6.196	136
Total activos, no corrientes	53.088	55.497
<b>Total activos</b>	<b>59.284</b>	<b>55.633</b>
	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Patrimonio neto y pasivos</b>		
Total pasivos, corrientes	2.044	1.545
Total pasivos, no corrientes	33.139	31.727
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	24.101	22.361
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	<b>59.284</b>	<b>55.633</b>

## TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A.

### ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Estado de resultados</b>		
Ingresos de actividades ordinarias	6.000	0
Materias primas y consumibles utilizados	(409)	(1)
Gastos por beneficio a los empleados	0	0
Gastos por depreciación y amortización	(2.408)	(2.369)
Otros gastos, por naturaleza	(17)	(27)
Otras ganancias [pérdidas]	0	0
Ingresos financieros	0	0
Costos financieros	0	0
Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	0	0
Diferencias de cambio	(14)	7
Resultados por unidades de reajuste	0	0
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>	<b>3.152</b>	<b>(2.390)</b>
Gasto [ingreso] por impuesto a las ganancias	(1.412)	925
<b>Ganancia [pérdida] de actividades continuadas después de impuesto</b>	<b>1.740</b>	<b>(1.465)</b>
<b>Ganancia atribuible a</b>		
Ganancia [pérdida] atribuible a los propietarios de la controladora	1.740	(1.465)
Ganancia [pérdida] atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Ganancia [pérdida]</b>	<b>1.740</b>	<b>(1.465)</b>
<b>Estados de otros resultados integral</b>		
Ganancia [pérdida]	1.740	(1.465)
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
Ganancias [pérdidas] por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	0	0
Ganancias [pérdidas] por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>1.740</b>	<b>(1.465)</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	1.740	(1.465)
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>1.740</b>	<b>(1.465)</b>

## TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A. ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

Estados de cambios en el patrimonio resumidos	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Capital emitido	3.332	3.332
Otras reservas	16.742	16.742
Resultados retenidos	4.027	2.287
Total patrimonio, neto	24.101	22.361

## TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A. ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	13	14
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	0	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	[13]	[14]
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	0	0
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	0	0

**EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.**  
**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS**

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Activos</b>		
Total activos, corrientes	1.103	2.741
Total activos, no corrientes	12.274	10.807
<b>Total activos</b>	<b>13.377</b>	<b>13.548</b>
	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Patrimonio neto y pasivos</b>		
Total pasivos, corrientes	6.547	7.229
Total pasivos, no corrientes	331	290
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	5.499	6.029
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	<b>12.377</b>	<b>13.548</b>

## EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.

### ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Estado de resultados</b>		
Ingresos de actividades ordinarias	3.625	1.681
Materias primas y consumibles utilizados	(2.658)	(1.043)
Gastos por beneficio a los empleados	(1.151)	(1.014)
Gastos por depreciación y amortización	(487)	(415)
Otros gastos, por naturaleza	(10)	(29)
Otras ganancias [pérdidas]	(100)	(377)
Ingresos financieros	0	0
Costos financieros	0	(1)
Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	0	0
Diferencias de cambio	141	(21)
Resultados por unidades de reajuste	17	0
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>	<b>(623)</b>	<b>(1.219)</b>
Gasto [ingreso] por impuesto a las ganancias	93	349
<b>Ganancia [pérdida] de actividades continuadas después de impuesto</b>	<b>(530)</b>	<b>(870)</b>
<b>Ganancia atribuible a</b>		
Ganancia [pérdida] atribuible a los propietarios de la controladora	(530)	(870)
Ganancia [pérdida] atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Ganancia [pérdida]</b>	<b>(530)</b>	<b>(870)</b>
<b>Estados de otros resultados integral</b>		
Ganancia [pérdida]	(530)	(870)
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
Ganancias [pérdidas] por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	0	0
Ganancias [pérdidas] por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>(530)</b>	<b>(870)</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	(530)	(870)
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>(530)</b>	<b>(870)</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.**  
**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS**

Estados de cambios en el patrimonio resumidos	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Capital emitido	3.680	3.680
Otras reservas	0	0
Resultados retenidos	1.819	2.349
Total patrimonio, neto	5.499	6.029

**EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.**  
**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS**

Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	109	(4.664)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(481)	(227)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	387	4.882
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	15	(9)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	(6)	1
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	4	12
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	13	4

**COLBÚN INTERNACIONAL LIMITED.**  
**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS**

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Activos</b>		
Total activos, corrientes	532	542
Total activos, no corrientes	0	0
Total activos	532	542
	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Patrimonio neto y pasivos</b>		
Total pasivos, corrientes	4	5
Total pasivos, no corrientes	0	0
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	528	537
Total patrimonio y pasivos	532	542

## COLBÚN INTERNACIONAL LIMITED. ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Estado de resultados</b>		
Ingresos de actividades ordinarias	0	0
Materias primas y consumibles utilizados	0	0
Gastos por beneficio a los empleados	0	0
Gastos por depreciación y amortización	0	0
Otros gastos, por naturaleza	[12]	[15]
Otras ganancias [pérdidas]	0	0
Ingresos financieros	4	0
Costos financieros	[1]	[1]
Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	0	0
Diferencias de cambio	0	0
Resultados por unidades de reajuste	0	0
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>	<b>[9]</b>	<b>[16]</b>
Gasto [ingreso] por impuesto a las ganancias	0	0
<b>Ganancia [pérdida] de actividades continuadas después de impuesto</b>	<b>[9]</b>	<b>[16]</b>
<b>Ganancia atribuible a</b>		
Ganancia [pérdida] atribuible a los propietarios de la controladora	[9]	[16]
Ganancia [pérdida] atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Ganancia [pérdida]</b>	<b>[9]</b>	<b>[16]</b>
<b>Estados de otros resultados integral</b>		
Ganancia [pérdida]	[9]	[16]
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
Ganancias [pérdidas] por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	0	0
Ganancias [pérdidas] por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>[9]</b>	<b>[16]</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	[9]	[16]
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>[9]</b>	<b>[16]</b>

**COLBÚN INTERNACIONAL LIMITED.**  
**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS**

Estados de cambios en el patrimonio resumidos	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Capital emitido	150	150
Otras reservas	0	0
Resultados retenidos	378	387
Total patrimonio, neto	528	537

**COLBÚN INTERNACIONAL LIMITED.**  
**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS**

Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(14)	(5)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	0	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	0	0
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(14)	(5)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	542	547
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	528	542

**SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA.  
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS**

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Activos</b>		
Total activos, corrientes	1	1
Total activos, no corrientes	1.161	681
<b>Total activos</b>	<b>1.162</b>	<b>682</b>
	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Patrimonio neto y pasivos</b>		
Total pasivos, corrientes	631	151
Total pasivos, no corrientes	0	0
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	531	531
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	<b>1.162</b>	<b>682</b>

## SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA. ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Estado de resultados</b>		
Ingresos de actividades ordinarias	0	0
Materias primas y consumibles utilizados	0	0
Gastos por beneficio a los empleados	0	0
Gastos por depreciación y amortización	0	0
Otros gastos, por naturaleza	[4]	[6]
Otras ganancias [pérdidas]	0	0
Ingresos financieros	0	0
Costos financieros	0	0
Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	0	0
Diferencias de cambio	0	0
Resultados por unidades de reajuste	0	0
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>	<b>[4]</b>	<b>[6]</b>
Gasto [ingreso] por impuesto a las ganancias	4	3
<b>Ganancia [pérdida] de actividades continuadas después de impuesto</b>	<b>0</b>	<b>[3]</b>
<b>Ganancia atribuible a</b>		
Ganancia [pérdida] atribuible a los propietarios de la controladora	0	[3]
Ganancia [pérdida] atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Ganancia [pérdida]</b>	<b>0</b>	<b>[3]</b>
<b>Estados de otros resultados integral</b>		
Ganancia [pérdida]	0	[3]
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
Ganancias [pérdidas] por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	0	0
Ganancias [pérdidas] por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>0</b>	<b>[3]</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	0	[3]
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>0</b>	<b>[3]</b>

## SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA. ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

Estados de cambios en el patrimonio resumidos	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Capital emitido	1.114	1.114
Otras reservas	1.605	1.605
Resultados retenidos	(2.188)	(2.188)
Total patrimonio, neto	531	531

## SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA. ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(265)	(3)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	0	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	265	3
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	0	0
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	1	1
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	1	1

## HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA S.A. Y FILIALES ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Activos</b>		
Total activos, corrientes	117.995	151.910
Total activos, no corrientes	264.348	274.652
<b>Total activos</b>	<b>382.343</b>	<b>426.562</b>
	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Patrimonio neto y pasivos</b>		
Total pasivos, corrientes	12.766	14.899
Total pasivos, no corrientes	42.047	39.656
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	311.446	350.944
Participantes no controladoras	16.084	21.063
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	<b>382.343</b>	<b>426.562</b>

## HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA S.A. Y FILIALES

### ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Estado de resultados</b>		
Ingresos de actividades ordinarias	84.811	102.367
Materias primas y consumibles utilizados	(38.446)	(47.211)
Gastos por beneficio a los empleados	(4.690)	(4.484)
Gastos por depreciación y amortización	(11.220)	(10.438)
Otros gastos, por naturaleza	(151)	(2.319)
Otras ganancias [pérdidas]	(2.691)	428
Ingresos financieros	0	153
Costos financieros	(1)	(2)
Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	0	0
Diferencias de cambio	(1.226)	(806)
Resultados por unidades de reajuste	671	55
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>	<b>27.057</b>	<b>37.743</b>
Gasto [ingreso] por impuesto a las ganancias	(7.362)	(4.677)
<b>Ganancia [pérdida] de actividades continuadas después de impuesto</b>	<b>19.695</b>	<b>33.066</b>
<b>Ganancia atribuible a</b>		
Ganancia [pérdida] atribuible a los propietarios de la controladora	15.116	29.457
Ganancia [pérdida] atribuible a participaciones no controladoras	4.579	3.609
<b>Ganancia [pérdida]</b>	<b>19.695</b>	<b>33.066</b>
<b>Estados de otros resultados integral</b>		
Ganancia [pérdida]	19.695	33.066
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
Ganancias [pérdidas] por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	0	0
Ganancias [pérdidas] por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>19.695</b>	<b>33.066</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	15.116	29.457
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	4.579	3.609
<b>Resultados integral total</b>	<b>19.695</b>	<b>33.066</b>

## HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA S.A. Y FILIALES ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

Estados de cambios en el patrimonio resumidos	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Capital emitido	5.720	5.720
Otras reservas	97.526	97.526
Resultados retenidos	208.200	247.698
Participación minoritarias	16.084	21.063
Total patrimonio, neto	327.530	372.007

## HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA S.A. Y FILIALES ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	27.071	41.069
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	[2.472]	[231]
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	[24.356]	[72.937]
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	243	[32.099]
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	[216]	1.382
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	75	30.792
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	102	75

**TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A.**  
**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS**

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Activos</b>		
Total activos, corrientes	2.039	255
Total activos, no corrientes	3.168	2.385
Total activos	5.207	2.640
	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Patrimonio neto y pasivos</b>		
Total pasivos, corrientes	18.323	10.765
Total pasivos, no corrientes	1.166	1.102
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	(14.282)	(9.227)
Total patrimonio y pasivos	5.207	2.640

## TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A.

### ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Estado de resultados</b>		
Ingresos de actividades ordinarias	1.191	1.450
Materias primas y consumibles utilizados	(1.892)	(565)
Gastos por beneficio a los empleados	(5.152)	(4.344)
Gastos por depreciación y amortización	0	0
Otros gastos, por naturaleza	(7)	(7)
Otras ganancias [pérdidas]	(141)	0
Ingresos financieros	0	0
Costos financieros	0	0
Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	0	0
Diferencias de cambio	153	(121)
Resultados por unidades de reajuste	10	4
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>	<b>(5.838)</b>	<b>(3.583)</b>
Gasto [ingreso] por impuesto a las ganancias	783	713
<b>Ganancia [pérdida] de actividades continuadas después de impuesto</b>	<b>(5.055)</b>	<b>(2.870)</b>
<b>Ganancia atribuible a</b>		
Ganancia [pérdida] atribuible a los propietarios de la controladora	(5.055)	(2.870)
Ganancia [pérdida] atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Ganancia [pérdida]</b>	<b>(5.055)</b>	<b>(2.870)</b>
<b>Estados de otros resultados integral</b>		
Ganancia [pérdida]	(5.055)	(2.870)
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
Ganancias [pérdidas] por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	0	0
Ganancias [pérdidas] por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>(5.055)</b>	<b>(2.870)</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	(5.055)	(2.870)
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>(5.055)</b>	<b>(2.870)</b>

## TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A. ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

Estados de cambios en el patrimonio resumidos	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Capital emitido	212	212
Otras reservas	(549)	(549)
Resultados retenidos	(13.945)	(8.890)
Total patrimonio, neto	(14.282)	(9.227)

## TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A. ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(6.306)	(4.343)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	0	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	6.306	4.343
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	0	0
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	0	0

# Estados Financieros Resumidos

---

POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

---

*COLIGADAS*

## TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA. ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS

En miles de pesos

	Dic-31 2011 M\$	Dic-31 2010 M\$
<b>Activos</b>		
Total activos, corrientes	1.474.970	3.226.372
Total activos, no corrientes	10.533.845	9.502.125
<b>Total activos</b>	<b>12.008.815</b>	<b>12.728.497</b>
	Dic-31 2011 M\$	Dic-31 2010 M\$
<b>Patrimonio neto y pasivos</b>		
Total pasivos, corrientes	309.349	1.756.966
Total pasivos, no corrientes	966.978	916.886
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	10.732.488	10.054.645
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	<b>12.008.815</b>	<b>12.728.497</b>

## TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA. ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

En miles de pesos

	Dic-31 2011 M\$	Dic-31 2010 M\$
<b>Estado de resultados</b>		
Ingresos de actividades ordinarias	2.347.201	2.122.129
Materias primas y consumibles utilizados	0	0
Gastos por beneficio a los empleados	0	0
Gastos por depreciación y amortización	(673.254)	(636.561)
Otros gastos, por naturaleza	(896.751)	(265.544)
Otras ganancias [pérdidas]	0	446
Ingresos financieros	49.819	26.746
Costos financieros	(56.250)	(107.783)
Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	0	0
Diferencias de cambio	0	0
Resultados por unidades de reajuste	(31.646)	(28.372)
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>	<b>739.119</b>	<b>1.111.061</b>
Gasto [ingreso] por impuesto a las ganancias	(61.276)	(185.907)
Ganancia [pérdida] de actividades continuadas después de impuesto	677.843	925.154
<b>Ganancia atribuible a</b>		
Ganancia [pérdida] atribuible a los propietarios de la controladora	677.846	925.154
Ganancia [pérdida] atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Ganancia [pérdida]</b>	<b>677.846</b>	<b>925.154</b>
<b>Estados de otros resultados integral</b>		
Ganancia [pérdida]	677.846	925.154
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
Ganancias [pérdidas] por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	0	0
Ganancias [pérdidas] por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>677.846</b>	<b>925.154</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	677.846	925.154
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>677.846</b>	<b>925.154</b>

## TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA. ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

En miles de pesos

	Dic-31 2011 M\$	Dic-31 2010 M\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	4.404.446	4.404.446
Otras reservas	(849.946)	(849.946)
Resultados retenidos	7.177.988	6.500.145
Total patrimonio, neto	10.732.488	10.054.645

## TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA. ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

En miles de pesos

	Dic-31 2011 M\$	Dic-31 2010 M\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.314.879	2.025.535
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(1.704.974)	(60.138)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(1.639.566)	(568.682)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(2.029.661)	2.534.079
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente		
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	3.026.706	489.627
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	997.045	3.023.706

**CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A.**  
**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS**

En miles de pesos

	Dic-31 2011 M\$	Dic-31 2010 M\$
<b>Activos</b>		
Total activos, corrientes	10.250.368	11.378.576
Total activos, no corrientes	115.878.801	96.439.955
<b>Total activos</b>	<b>126.129.169</b>	<b>107.818.531</b>
	Dic-31 2011 M\$	Dic-31 2010 M\$
<b>Patrimonio neto y pasivos</b>		
Total pasivos, corrientes	7.348.336	8.267.789
Total pasivos, no corrientes	1.035.256	642.417
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	117.745.577	98.908.325
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	<b>126.129.169</b>	<b>107.818.531</b>

## CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A.

### ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

En miles de pesos

Estado de resultados	Dic-31 2011 M\$	Dic-31 2010 M\$
Ingresos de actividades ordinarias		
Materias primas y consumibles utilizados	(6.258.059)	(3.453.254)
Gastos por beneficio a los empleados	(1.673.792)	(1.816.081)
Gastos por depreciación y amortización	(92.542)	(103.104)
Otros gastos, por naturaleza	990.385	(2.444.224)
Otras ganancias [pérdidas]	0	0
Ingresos financieros	185.497	67.288
Costos financieros	(4.471)	(2.473)
Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	32	127
Diferencias de cambio	195.050	(944.289)
Resultados por unidades de reajuste		
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>	<b>(6.657.900)</b>	<b>(8.696.010)</b>
Gasto [ingreso] por impuesto a las ganancias	1.753.641	1.748.589
Ganancia [pérdida] de actividades continuadas después de impuesto	(4.904.259)	(6.947.421)
Ganancia atribuible a		
Ganancia [pérdida] atribuible a los propietarios de la controladora	(4.904.259)	(6.947.421)
Ganancia [pérdida] atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Ganancia [pérdida]</b>	<b>(4.904.259)</b>	<b>(6.947.421)</b>
<b>Estados de otros resultados integral</b>		
Ganancia [pérdida]	(4.904.259)	(6.947.421)
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
Ganancias [pérdidas] por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	0	0
Ganancias [pérdidas] por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>(4.904.259)</b>	<b>(6.947.421)</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	(4.904.259)	(6.947.421)
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>(4.904.259)</b>	<b>(6.947.421)</b>

## CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A. ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

En miles de pesos

	Dic-31 2011 M\$	Dic-31 2010 M\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	144.975.665	120.975.665
Otras reservas	0	0
Resultados retenidos	[27.230.088]	[22.067.340]
Total patrimonio, neto	117.745.577	98.908.325

## CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A. ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTOS RESUMIDOS

En miles de pesos

	Dic-31 2011 M\$	Dic-31 2010 M\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	[7.314.183]	[6.213.687]
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	[12.420.978]	[9.919.672]
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	20.351.740	15.000.000
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	616.579	[1.133.359]
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	2.360.606	3.493.965
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	2.977.185	2.360.606

**ELECTROGAS S.A.**  
**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS**

En miles de dólares

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Activos</b>		
Total activos, corrientes	5.176	9.086
Total activos, no corrientes	86.203	90.445
<b>Total activos</b>	<b>91.379</b>	<b>99.531</b>
	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Patrimonio neto y pasivos</b>		
Total pasivos, corrientes	18.312	20.941
Total pasivos, no corrientes	28.973	36.817
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	44.094	41.773
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	<b>91.379</b>	<b>99.531</b>

## ELECTROGAS S.A.

### ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

En miles de dólares

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
<b>Estado de resultados</b>		
Ingresos de actividades ordinarias	35.640	30.925
Materias primas y consumibles utilizados	(2.670)	(1.715)
Gastos por beneficio a los empleados	(1.053)	(943)
Gastos por depreciación y amortización	(4.896)	(5.432)
Otros gastos, por naturaleza	0	(26)
Otras ganancias [pérdidas]	9	(223)
Ingresos financieros	113	98
Costos financieros	(1.888)	(2.243)
Participación en las ganancias [pérdidas] de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	0	0
Diferencias de cambio	(109)	624
Resultados por unidades de reajuste	0	(80)
<b>Ganancia [pérdida] antes de impuesto</b>	<b>25.146</b>	<b>20.985</b>
Gasto [ingreso] por impuesto a las ganancias	(4.886)	(3.808)
Ganancia [pérdida] de actividades continuadas después de impuesto	20.260	17.177
<b>Ganancia atribuible a</b>		
Ganancia [pérdida] atribuible a los propietarios de la controladora	20.260	0
Ganancia [pérdida] atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Ganancia [pérdida]</b>	<b>20.260</b>	<b>0</b>
<b>Estados de otros resultados integral</b>		
Ganancia [pérdida]	20.260	17.177
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
Ganancias [pérdidas] por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	0	0
Ganancias [pérdidas] por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>20.260</b>	<b>17.177</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	20.260	17.177
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
<b>Resultados integral total</b>	<b>20.260</b>	<b>17.177</b>

**ELECTROGAS S.A.**  
**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS**

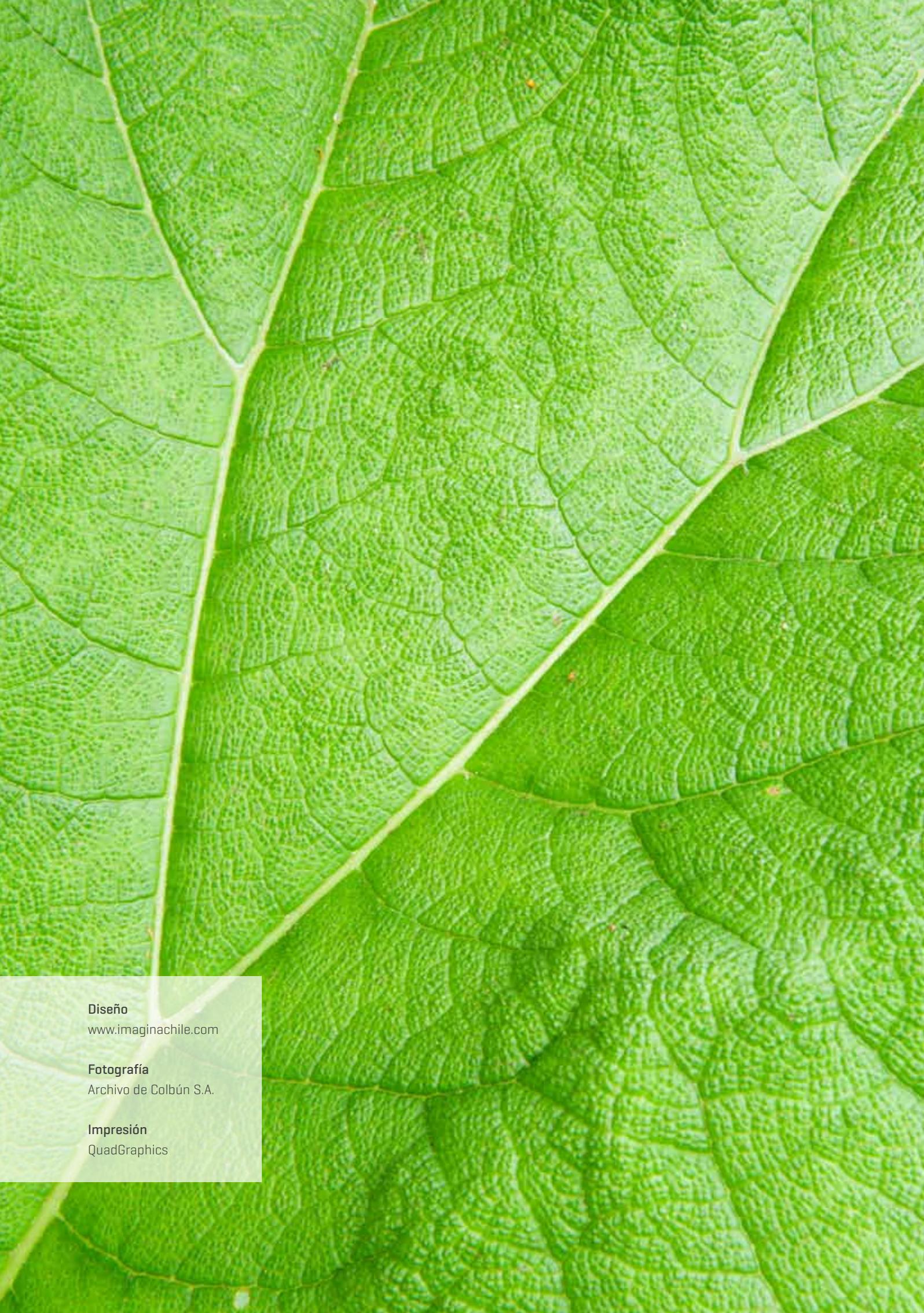
En miles de dólares

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	21.266	21.266
Otras reservas	(1.115)	(1.970)
Resultados retenidos	23.943	22.477
Total patrimonio, neto	44.094	41.773

**ELECTROGAS S.A.**  
**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS**

En miles de dólares

	Dic-31 2011 MUS\$	Dic-31 2010 MUS\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	25.529	24.331
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(1.245)	(972)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(27.585)	(20.788)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(3.301)	2.571
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	4.837	2.266
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	1.536	4.837



A close-up photograph of a vibrant green leaf, showing a complex network of veins. The central vein is prominent, branching into smaller veins that create a grid-like pattern across the leaf's surface. The texture of the leaf appears slightly waxy and detailed.

**Diseño**

[www.imaginachile.com](http://www.imaginachile.com)

**Fotografía**

Archivo de Colbún S.A.

**Impresión**

QuadGraphics

