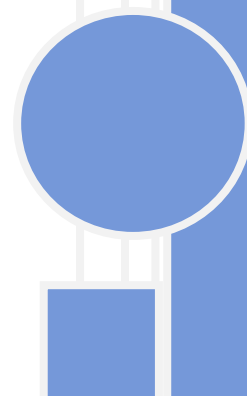


# REPORTE ANUAL 2010

*Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.*



## *ÍNDICE*

Carta del Presidente del Directorio	2
Visión Corporativa	5
Identificación de la Sociedad	6
Antecedentes Relevantes	7
Estructura de Propiedad	8
Administración	11
Marcha de la Empresa	12
Línea de Tiempo	17
Actividades de la Sociedad	19
Factores de Riesgo	20
Gestión Financiera	26
Información Financiera	30
Hechos Relevantes	31
Declaración de Responsabilidad	33
Estados Financieros Resumidos	34
Estados Financieros	36

## Carta del Presidente del Directorio

Les saludo afectuosamente y me complace hacer llegar a ustedes la memoria anual del ejercicio 2010 de las empresas del Grupo Saesa, donde compartimos no sólo los estados financieros, sino también esperamos compartir con ustedes parte de lo que ha sido este año, tremendo en cambios y avances, pero también desafíos enormes que hemos enfrentado como empresa y como país.

Sin lugar a dudas este comienzo del Año del Bicentenario de Chile nos ha impactado a todos, dejando consecuencias en cada uno de los aspectos de nuestra vida cotidiana. El terremoto y posterior tsunami del 27 de febrero de 2010, marcaron un antes y un después para las actividades familiares, laborales, económicas y ciertamente nos ha impuesto mayores desafíos de los que nos habíamos planteado al iniciar el periodo.

Los trabajadores y contratistas del Grupo Saesa, enfrentamos un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a todos nuestros clientes desde Bio Bio hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.

Nos enorgullece haber formado parte del Plan de Reconstrucción de Aldeas impulsado por el Gobierno de Chile, a través del que cientos de familias de las comunas más afectadas por el llamado 27F, lograron obtener un techo para establecerse temporalmente junto a sus familias. A través de Frontel tuvimos la oportunidad de participar en la reconexión de más de 1.000 familias, escuelas, centros hospitalarios y comercio, que hoy está permitiendo el desarrollo del proceso de reconstrucción.

A través de estas líneas me permito compartir con ustedes un sincero reconocimiento a los cientos de hombres y mujeres que desde todos los frentes posibles, dedicaron su esfuerzo a reponer la luz al sur del país, contribuyendo a mitigar en parte, los inmensos efectos del terremoto.

Superada la coyuntura del sismo, nos convocó aceleradamente el retomar las inversiones y mejorías proyectadas para 2010; ampliando redes, construyendo subestaciones, despejando líneas y mejorando diariamente el servicio que tenemos el compromiso de proporcionar a nuestros clientes. Clientes, que por cierto en el mes de noviembre alcanzaron los 700.000, distribuidos entre Bulnes y Villa O'Higgins.

La operación de nuestros sistemas de distribución, tiene sus propios desafíos asociados a la calidad de servicio que debemos ofrecer a nuestros clientes y a múltiples otros objetivos específicos que emanan de los procesos de regulación eléctrica. El desarrollo de nuevos proyectos de generación, necesarios para abastecer la creciente demanda energética de todo el país, traen consigo la necesidad de construcción de numerosos nuevos proyectos de transmisión, hacia los que nos hemos enfocado con énfasis, buscando alternativas de expansión para nuestras operaciones y nuevos negocios.

Para el logro de estos objetivos, fue que comenzamos un importante proceso de reestructuración organizacional, donde creamos áreas específicas para atender los nuevos proyectos de transmisión, con especial cuidado en su inserción en las comunidades y el resguardo del entorno medioambiental, además de descentralizar funciones en busca de una mejora continua en el servicio que entregamos a nuestros clientes.

El segmento de transmisión, será el que en el próximo tiempo sostendrá el mayor desarrollo, sea a través de sistemas propios que requeriremos para suministrar al aumento de la demanda, la reducción de pérdidas técnicas de energía, el cumplimiento de la norma técnica de calidad y seguridad del suministro; así como también las líneas que construiremos para terceros, principalmente asociadas a la evacuación de energía y potencia de nuevas centrales hidroeléctricas. Esto ha implicado e implicará un fuerte incremento en la ejecución de proyectos de la Compañía. Continuando con nuestro constante compromiso con la mejora continua de los productos y servicios que entregamos a nuestros clientes, es que durante el año 2010 se trabajó en el levantamiento, revisión y mejora de los procesos internos de la compañía, de sus sistemas informáticos de respaldo, y en el desarrollo y capacitación de su personal para el mejor desempeño hacia ustedes. Adicionalmente el año que terminó se desarrolló un programa de Administración de Riesgos Corporativos, con el objetivo de seguir avanzando en una compañía sólida, con procesos robustos, flexibles y seguros, que permitan estar bien preparados para cualquier situación futura.

A propósito de mejora en la atención que brindamos a nuestros clientes, a principios del segundo semestre recibimos con satisfacción los resultados de la Encuesta de Calidad de Servicio Eléctrico, aplicada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que exhibió una mejoría notable en los puntajes finales y las calificaciones obtenidas por las 4 distribuidoras. Esta encuesta es respondida por los clientes, quienes mejoraron su percepción acerca del servicio que brindamos. Una vez más, en este logro se muestra la dedicación de los empleados y los contratistas de la empresa.

En 2007 la empresa se introdujo al mercado del retail, comercializando electrónica y electrodomésticos con financiamiento en la cuenta de luz, marcando con ello una nueva relación de contacto con los clientes. Para profundizar esta relación y dar forma visible a esta línea de negocio, este año se creó Mas Cerca, una nueva marca para relacionar los productos y servicios para la familia y los hogares del sur del país.

Más Cerca fue también el inicio de un nuevo estándar para los centros de atención, que se irán implementando en el mediano plazo en la amplia zona de operación. El primer centro de atención con este nuevo diseño, se abrió en el populoso sector de Rahue, en Osorno, convirtiendo además a la ciudad base de la empresa, en la primera con mantener 2 oficinas de atención al cliente.

Desde el punto de vista financiero, durante el segundo semestre el Grupo Saesa vendió un bono de UF 4.000.000 para refinanciamiento de pasivos financieros, el cual obtuvo una muy buena recepción por parte del mercado financiero. Esto permitió mejorar las condiciones de nuestro financiamiento, aumentando además el plazo del crédito, con un menor costo financiero. El éxito de esta transacción se basó en la solidez financiera del Grupo Saesa, reflejada en su clasificación de riesgo corporativo, su liderazgo y experiencia en el sector eléctrico, el atractivo de la industria y al diseño de la estructura de la emisión, la que se ajustó adecuadamente a las necesidades actuales del mercado.

Como siempre, cada uno de nosotros, tanto trabajadores del Grupo como contratistas nos esforzamos en entregar cada día un mejor servicio a nuestros clientes. Es este grupo humano el principal activo de la empresa, por lo que aprovecho esta oportunidad para agradecer a ellos y sus familias por su trabajo y compromiso.

Esperamos que este reporte 2010 sea de interés y utilidad para ustedes, nuestros clientes y comunidad que atendemos a lo largo de toda nuestra zona.

Jorge Lesser García – Huidobro

Presidente

## **Visión Corporativa**

Somos “La Luz del Sur”, como tal queremos ser la empresa líder en el mercado eléctrico de distribución, transmisión, generación y negocios asociados.

Queremos ser reconocidos por nuestra excelencia en calidad de servicio y por nuestra contribución al crecimiento de las regiones donde desarrollamos nuestras operaciones.

## **Misión**

Entregamos la energía que respalda el bienestar de las comunidades donde operamos, proveemos soluciones a nuestros clientes y generamos rentabilidad de largo plazo a nuestros accionistas.

Propiciamos el crecimiento y desarrollo sustentable de la región, de nuestros clientes y de nuestros trabajadores.

## **Nuestros Valores**

### **Orientación al Cliente:**

Valoramos la satisfacción de nuestros clientes internos y externos. Lo asumimos como un desafío que nos apasiona, nos motiva y obliga a entregar el máximo para lograrlo.

### **Compromiso:**

Valoramos cumplir los compromisos que asumimos con la Autoridad y nuestros clientes externos e internos.

### **Franqueza:**

Valoramos el respeto, la franqueza y escuchar con apertura. Exponemos claramente los temas que pudieran afectar las relaciones interpersonales.

### **Liderazgo Compartido:**

Valoramos trabajar juntos en forma proactiva, ello nos permite identificar y aprovechar oportunidades, enfrentar juntos los desafíos y lograr las metas del equipo.

### **Integridad y Ética:**

Valoramos que todas nuestras acciones estén guiadas por la transparencia, la honradez y la rectitud, tanto en el ámbito profesional como en el público.

## Identificación de la Sociedad

Razón Social	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Nombre de Fantasía	Frontel
Rol Único Tributario	96.986.780-K
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 4147010
Fax	(2) 4147009
Correo Electrónico	<a href="mailto:info@saesa.cl">info@saesa.cl</a>
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Valores	N°877
Fecha de inscripción en el Registro de Valores	25/01/2005
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 24 de enero de 2002, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Mussalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 11.369 N°9.419 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2002

## Antecedentes Relevantes

### Cifras Operacionales

	2010	2009
Venta de Energía (GWh)	695	683
Clientes (Miles)	301	293
Trabajadores	326	330
Líneas AT (km)	43	43
Líneas MT (km)	15.249	15.003
Líneas BT (km)	12.420	12.253
MVA Instalados (AT/MT)	87	87
MVA Instalados (MT/BT)	331	332

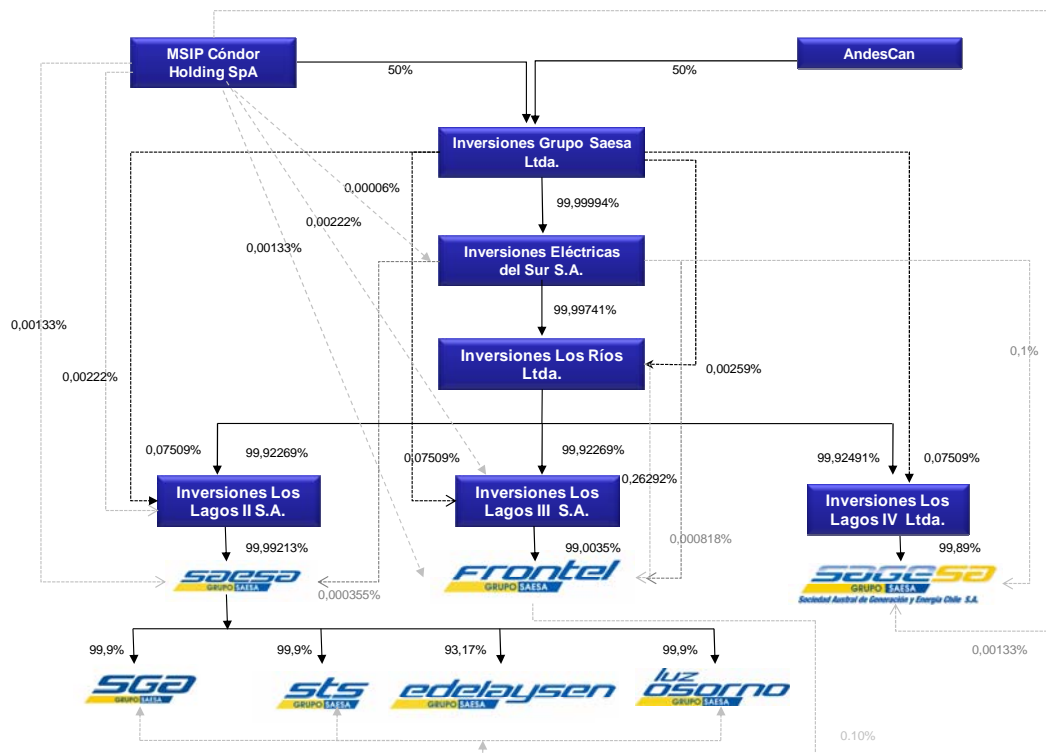
### Antecedentes Financieros (valores en MM\$)

	MM\$	MM\$
	2010	2009
Ingresos	88.300	92.988
Margen Bruto	29.617	29.479
Ganancia	3.366	7.721
Activos	184.663	185.267
Pasivos	65.925	63.799
Patrimonio	118.738	121.469
Inversiones	8.735	5.973
EBITDA	9.586	13.815



## Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de Frontel, Inversiones Los Lagos III S.A., posee un 99% en forma directa.

## Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2010, el número de accionistas de Frontel alcanzaba a 198, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Acciones		Total Acciones	%
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Lagos III S.A.	145.433.448	7.320.756.496.649	7.320.901.930.097	99,0036%
Villiger Klein, Lidia Blanca	897.205	26.915.252.795	26.916.150.000	0,3640%
Inv. Los Ríos Ltda.	648.056	19.441.031.944	19.441.680.000	0,2629%
Municipalidad de Bulnes	260.332	7.809.699.668	7.809.960.000	0,1056%
Municipalidad de Nueva Imperial	116.696	3.500.763.304	3.500.880.000	0,0473%
Villagran Correa, Jorge	97.205	2.916.052.795	2.916.150.000	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.062	2.791.766.938	2.791.860.000	0,0378%
Instituto de Normalización Previsional	69.978	2.099.270.022	2.099.340.000	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.208	1.086.203.792	1.086.240.000	0,0147%
Banco del Estado de Chile	34.702	1.041.025.298	1.041.060.000	0,0141%
Brunner Noerr, Alejandro José	22.372	671.137.628	671.160.000	0,0091%
Guevara Pérez, Carolina	22.316	669.457.684	669.480.000	0,0091%
Otros Accionistas Menores	98.754.516	4.638.235.387	4.736.989.903	0,0641%
<b>Total</b>	<b>246.486.096</b>	<b>7.394.336.393.904</b>	<b>7.394.582.880.000</b>	<b>100%</b>

Durante el año 2010, se registraron las siguientes transacciones de acciones:

Vendedor	Comprador	Fecha	Cantidad de Acciones	Serie
Inversiones Tierra Nueva Ltda.	Inversiones Los Ríos Ltda.	03-12-2010	648.056	A
Inversiones Tierra Nueva Ltda.	Inversiones Los Ríos Ltda.	03-12-2010	19.441.031.944	B

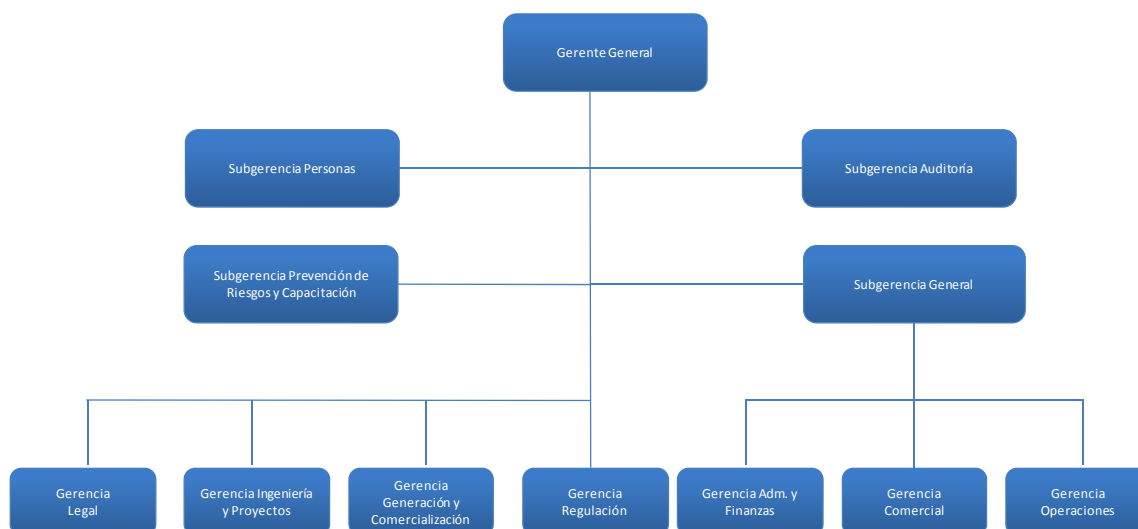
## Directorio

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Vicepresidente	Thomas Gray / Licenciado en Finanzas y Negocios Internacionales / Extranjero
Directores	Stacey Purcell / Ingeniero Comercial / Extranjera
	John Watt / Ingeniero Civil Químico / Extranjero
	Adil Rahmathulla / Bachiller en Administración y Comercio / Extranjero
	Kevin Kerr / Ingeniero Comercial / Extranjero
	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9

## Administración

Gerente General	Francisco Mualim Tietz / Ingeniero Civil / RUT 6.139.056-1
Subgerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4
Gerente Adm. y Finanzas	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 6.069.138-K
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7
Gerente Ingeniería y Proyectos (I)	Ramón Díaz Cortez / Ingeniero de Ejecución Eléctrico/ RUT 7.733.822-5
Gerente Regulación (I)	Francisco Mualim Tietz / Ingeniero Civil / RUT 6.139.056-1
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez / Ingeniero Ejecución en Electricidad / RUT 6.183.482-6
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7
Auditores Externos	Deloitte

## Estructura Organizativa



## Marcha de la Empresa

### Gestión de Personas

Con el objetivo de potenciar y fortalecer el desarrollo de sus trabajadores, durante el año 2010 el Grupo Saesa invirtió un total de \$330 millones en capacitación (que incluye franquicia Sence), lo que originó que recibieran 63.131 horas de capacitación. Éstas se entregaron a distintos grupos y áreas de las empresas del Grupo, capacitándolos en temas técnicos, de seguridad, formación y desarrollo, calidad de servicio, aplicación de tarifas y dirección de proyectos. Cabe destacar que logró el uso del 100% de la franquicia Sence.

Además, por sexto año consecutivo, el Grupo Saesa llevó a cabo el Programa de Becas y Financiamiento de Estudios, que concentró la participación de 46 trabajadores, de los cuales 36 recibieron beneficios para el desarrollo de programas de pre y postgrado en universidades e institutos del país. Durante estos seis años, alrededor de 198 trabajadores se han visto beneficiados con este innovador programa, 88 de los cuales ya están titulados.

Las empresas del Grupo Saesa, continúan con una relación abierta y colaborativa con sus cinco sindicatos, que en conjunto agrupan alrededor de 550 personas, equivalente al 68% de los trabajadores.

Uno de los proyectos destacados durante el año 2010 fue la implementación de carpetas virtuales de todos los trabajadores, que contienen toda la documentación de la relación laboral entre el trabajador y el empleador, lo anterior, con el objetivo de resguardar esta información en caso de siniestros.

Como es tradición, el Grupo Saesa llevó a cabo variadas actividades para reconocer y fomentar la integración entre los trabajadores y sus familias. Para ello, desarrolló actividades masivas a lo largo de toda su zona de concesión, donde participaron no sólo sus trabajadores, sino también los hijos de estos y sus cónyuges, destacándose entre ellas la entrega de distinciones a la excelencia académica de hijos de trabajadores, la celebración masiva del Día del Trabajador, premiación al mejor trabajador por zona, celebración de Navidad, y actividades especiales durante el mundial de fútbol de Sudáfrica y la conmemoración del Bicentenario en Fiestas Patrias..

Además, en la ciudad de Pucón, se realizó la 50ª Olimpiada del Grupo Saesa; encuentro anual en el que estuvieron invitados todos sus trabajadores y sus cónyuges, para que disfruten de un fin de semana de competencias deportivas, entretención y camaradería. Dentro de las actividades tradicionales de este evento se realizó la premiación por años de servicio, donde se reconoció a 20 trabajadores por sus 20, 25, 30, 35 y 40 años de servicio.

Equipo de Trabajo:

Gerentes y ejecutivos principales	2
Profesionales y técnicos	220
Administrativos y electricistas	104
<b>Total</b>	<b>326</b>

## Gestión Comercial

Las actividades desarrolladas durante el año 2010 por el Grupo Saesa, se focalizaron en generar canales, productos y servicios orientados a responder de manera integral y oportuna a los requerimientos que plantean los clientes.

Los principales focos de atención del año 2010 estaban orientados al control de calidad y oportunidad de los productos, innovación en nuevos productos y servicios, y fidelización de los clientes.

### a) Equipos Electrónicos

Este servicio, denominado “corte de punta” y brindado a los clientes, se realiza en toda la zona de concesión del Grupo Saesa, ya sea como una solución de respaldo de energía, así como también como solución para disminuir los costos de las empresas en el horario de mayor demanda. También, el Grupo Saesa ha incorporado prestaciones adicionales al arriendo tradicional, según requerimientos de los clientes: servicio de operación, servicio de mantenimiento e inclusive de suministro de combustible para estas centrales.

En el año 2008 comenzaron con la instalación de 7 centrales, siguiendo el año 2009 con 4, con un aumento de 14 centrales adicionales instaladas en el año 2010. A la fecha, existen 25 centrales en instalaciones de clientes, con 38 grupos generadores y una potencia instalada de 30,4 MW.

### b) Equipos de Calidad y Continuidad de Suministro

Con el objeto de atenuar y eliminar el efecto que las perturbaciones eléctricas provocan sobre los procesos críticos de los clientes industriales, el Grupo Saesa realizó alianzas con empresas que han desarrollado innovadores sistemas de eliminación de cortes de tensión, interrupciones breves y sobre tensiones transitorias, a fin de poner estos equipos a disposición de los clientes.

En el año 2010 realizó con gran éxito el primer proyecto de instalación de equipo estabilizador de perturbaciones eléctricas cortas en una piscicultura ubicada en Calbuco, Región de Los Lagos. Esta experiencia ha servido para dar pie a otros negocios en este rubro.

### c) Proyectos de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

Desde la entrada en vigencia del Decreto Supremo 244/2005, que busca dar un incentivo a la instalación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), las empresas distribuidoras del Grupo Saesa han sido las que mayor cantidad de proyectos han recibido, totalizando más de 65 con solicitud de información acogidos y 10 proyectos conectados.

Durante el año 2010, conectaron 4 centrales hidroeléctricas de pasada: Central Trueno (6 MW), en la localidad de Lautaro, Doña Hilda (0,4 MW), en Lago Ranco, Corrales (0,8 MW) y Dongo (6 MW), en Chonchi - Chiloé. Desde la entrada en vigencia del decreto el Grupo Saesa ha conectado 33 MW.

d) Nuevas Opciones Tarifarias

Orientados en satisfacer los nuevos requerimientos de los clientes y brindar soluciones a sus inquietudes, durante el año 2010 se establecieron dos nuevas tarifas de distribución, que corresponden a Tarifas Flexibles Reguladas, orientadas a dos segmentos de clientes:

- Servicio de Demanda Flexible. Orientada a clientes que desean resguardarse de posibles errores de operación de su planta, generando consumos puntuales en sus procesos en “horario de punta”.
- Tarifa Especial de Carga Desconectable.

e) Venta de Materiales y Equipos

Como nuevo modelo de negocio, durante el año 2010, el Grupo Saesa comenzó a ofertar materiales y equipos eléctricos a diferentes clientes de las empresas del Grupo, principalmente a empresas constructoras, inmobiliarias y clientes industriales.

Este modelo de negocio se basa en la relación con el cliente, unido a disponibilidad de stock, precio y financiamiento.

Los principales productos vendidos son: conductores, transformadores y equipos de poder.

f) Ejecución de Obras de Proyectos Especiales

Con el objetivo de satisfacer las necesidades de los clientes, el Grupo Saesa durante el año 2010, dio los primeros pasos en el desarrollo de una nueva línea de servicio que corresponde a la instalación eléctrica interior para clientes industriales. Con este nuevo servicio, las empresas del grupo pasaron a transformarse en un socio estratégico de sus clientes.

Durante este año comenzó con la ejecución de la instalación eléctrica interior del Nuevo Terminal de Buses y Hotel de la Ciudad de Puerto Montt.

g) Crecimiento del Negocio de Retail

Durante el año 2010 comenzó la incorporación de nuevas marcas a las distintas líneas de productos y servicios, iniciando el modelo de vendedor propio multimarcas.

Dentro del crecimiento del negocio del retail, el Grupo Saesa abrió la oficina comercial satélite en el sector de Rahue, Osorno. Esta oficina adopta la nueva imagen corporativa, en la que se concilia el mundo del negocio de venta de energía con el de retail, bajo un mensaje de bienestar a los clientes.

En el segmento de la venta de seguros se comenzó a trabajar con nuevas propuestas, como lo son el seguro de Degravamen, seguro Obligatorio y Permiso de Circulación, que marcó el inicio del modelo de ventas por Internet, como así también la venta de Seguros de Vida en la filial Frontel, bajo el concepto de “Familia Protegida”.

h) Fidelización de Grandes Clientes

Con el propósito de mantener informados a sus clientes y generar un estímulo positivo en la fidelización, el Grupo Saesa continúa enviándoles mensualmente el boletín informativo. En éste se incluye información relacionada con el negocio de distribución, variaciones de precio, nuevos procedimientos de atención y ofertas de productos y servicios enfocados y dirigidos a sus procesos productivos.

Durante este año, realizó el lanzamiento masivo de su página web orientada a los grandes clientes. En este sitio se entregan ofertas de productos y servicio dirigidos a cada uno de ellos, debido a que la base de clientes se encuentra segmentada por rubro o actividad económica, es decir focalizada en sus necesidades.

Durante el año 2010, las empresas retomaron los Paneles de Clientes; reunión en la que participan clientes importantes de la zona, que tienen como objetivo un acercamiento directo con ellos, en los cuales se les da a conocer los distintos negocios que se encuentran disponibles, además de contarles las inversiones que desarrolla la Compañía para mejorar la calidad del servicio prestado y mayores detalles del funcionamiento de la Empresa. Este año se realizaron paneles de clientes en las zonas de Osorno y Puerto Montt.

Como un servicio para la fidelización, el Grupo Saesa está ofertando a sus clientes el servicio de telemedida, el cual consiste en el acceso a los registros de energía activa y reactiva de su equipo de medida, lo que les permite un control de sus consumos cada 15 minutos, actualizado hasta las 24:00 horas del día anterior a su consulta. El acceso es a través de la página web. De esta forma, los clientes tienen acceso a sus consumos diarios, lo que les permite analizar y proyectar sus consumos en el tiempo. A diciembre del año 2009, la Empresa contaba con 122 servicios telemedidos, mientras que a diciembre de 2010 cuenta con un total de 226 clientes con este servicio.

#### i) Call Center de Grandes Clientes

Una de las razones principales por las que el Grupo Saesa creó el Call Center Grandes Clientes, fue la necesidad de poder brindar a sus grandes clientes una respuesta oportuna frente a condiciones de carencia de suministro de electricidad, sea por fallas internas en sus instalaciones o externas asociadas a la red. Con orgullo, las empresas del grupo, hoy pueden decir que a través de este canal han abordado adecuadamente la necesidad que inicialmente habían detectado. Hoy, adicionalmente, este canal de comunicación esta siendo aprovechado para orientar a los clientes en los distintos negocios disponibles y realizar seguimiento a las ofertas entregadas.

### **Electrificación Rural**

A través de los años, el Grupo Saesa ha centrado su interés en abordar la electrificación de los sectores rurales que aún no cuentan con energía eléctrica, lo que se ha realizado en forma constante. Debido a esto se ha demostrado una participación activa y destacada en el Programa de Electrificación Rural (PER) impulsado por la Comisión Nacional de Energía (CNE).



Durante el año 2010 se terminaron de construir los siguientes proyectos:

N° Proyectos Terminados	Presupuesto (M\$)	Beneficiarios
6	586.412	157

Cada uno de los proyectos terminados y en construcción ratifica el compromiso con las comunidades donde operan las empresas del grupo. Estas obras son financiadas por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), la Empresa y los beneficiarios de los proyectos. La ruralidad, en muchos casos extrema, que se vive en la zona sur del país, hacen invaluable el aporte de la electrificación en el progreso de estas comunidades.

Para el año 2011 ha firmado 12 nuevos convenios con un presupuesto estimado de más de 2.200 millones. Estos nuevos proyectos beneficiarán a más de 377 familias.

### **Medio Ambiente**

Durante el año 2010, el Área Medio Ambiente, en cooperación con CONAF IX, X, XI y XIV Región, reforestó 106 ha de bosque, a lo largo de toda la zona de concesión, con más de 300.000 plantas de especies nativas.

La gestión de los residuos peligrosos generados por la operación, continúa siendo parte importante del compromiso del Grupo Saesa con el medio ambiente, por lo que para el año 2010, se retiraron desde diversas instalaciones de las empresas del Grupo, aproximadamente 10.000 litros de aceites de motor usados, para su posterior tratamiento y reutilización, 322 toneladas de residuos sólidos y líquidos, los que fueron derivados a sitios autorizados para su tratamiento y disposición final. Por último, se recolectaron 740 kg de papel blanco destinados a reciclaje.

## Línea de Tiempo

- 1956:** Frontel inicia actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa. Inicialmente sirve a ciudades y pueblos de las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Bio Bio, Malleco y Cautín.
- 1957:** Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con un 83,7% de participación.
- 1981:** En licitación pública, Compañía de Petróleos de Chile S.A., COPEC, se adjudica la participación accionaria de ENDESA en Frontel.
- 1982:** Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, compra a COPEC el 70% de las acciones de Frontel. Esta se convierte en una filial de Saesa, quedando ambas bajo una misma administración.
- 1989:** Frontel comienza a desarrollar actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones 66/23 kV.
- 1996:** Frontel adquiere el 0,1% de las acciones de Sistema de Transmisión del Sur.
- 1999:** Con una participación de 0,1%, Frontel constituye, junto con la matriz Saesa, la sociedad Saesa Ltda., que adquiere el 99,9% de las acciones de Compañía Eléctrica Osorno S.A., CREO.
- 2000:** Frontel compra a Saesa su 0,1% de participación en CREO y vende a Saesa su participación en Saesa Ltda.
- 2001:** En agosto Inversiones PSEG Chile I Ltda., adquiere el 13,71% de las acciones de Frontel, propiedad de COPEC, así como el 93,88% de las acciones de Saesa.
- 2002:** Se divide PSEG Chile Holding I S.A., en PSEG Chile Holding S.A. I y II, sociedades a las que se transfieren los derechos sociales de Inversiones PSEG Chile II Ltda., pasando a ser matriz indirecta de Saesa II y Frontel.
- La Junta General Extraordinaria de Accionistas de PSEG Chile Holding II S.A., aprueba la fusión por incorporación de Frontel, Saesa II e Inversiones PSEG Chile II Limitada, en PSEG Chile Holding II S.A., y se establecieron los estatutos de la sociedad que pasaría a llamarse Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
- 2003:** Frontel continúa desarrollando su compromiso con las zonas más apartadas, firmando durante el 2003 convenios de electrificación rural por un total de \$2.900 millones, los que beneficiaron a 1.951 familias.
- 2004:** En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.
- 2005:** Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión.
- 2006:** Tras completar una inversión en mejoramiento, Frontel eleva sus índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la

autoridad dentro de los rangos permitidos.

**2007:** En agosto, Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General.

Se cumplen y superan los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

**2008:** El 24 de julio el consorcio integrado, en partes iguales, por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquirieron la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.

**2009:** Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$5.900 millones.

**2010:** Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Bio Bio hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.

Frontel supera los 300 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

## Actividades de la Sociedad

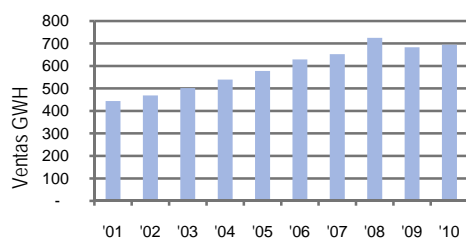
Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín, Región de la Araucanía.

Frontel opera principalmente en los sectores rurales de estas regiones, abasteciendo cerca del 20% de la demanda.

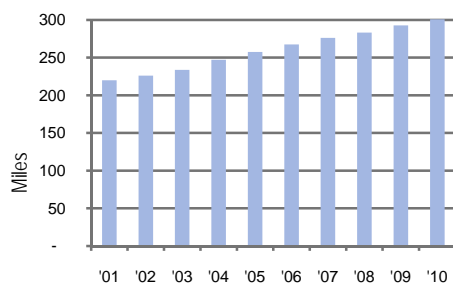
Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 43 km de líneas de 110 kV y 85 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último, participa en generación para un sistema aislado.

Frontel tiene contratos de suministro para satisfacer a sus clientes a partir del 1 de enero de 2010, contratos adjudicados por Endesa y Colbún. Mientras no entren estos contratos a satisfacer las necesidades para clientes regulados, la Resolución Ministerial N°88 del Ministerio de Economía, permite a las empresa de distribución comprar energía y potencia a precios de nudo vigentes, garantizando el suministro para sus clientes regulados.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2010 ascienden a \$8.735 millones.



Las ventas de energía durante 2010 alcanzaron a 695 GWh.



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 301 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,8% respecto del año 2009.

## Factores de Riesgo

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por Edelayesen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

Adicionalmente existen riesgos financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

### Riesgo Regulatorio

- *Cambio de la regulación*

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las compañías de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

Cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Compañía y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del sistema eléctrico.

Durante el año 1999 se introdujeron dos importantes modificaciones a la regulación eléctrica. En primer lugar, se establecieron ciertas obligaciones para los generadores respecto al suministro eléctrico en situaciones de desabastecimiento originadas por fallas prolongadas en centrales térmicas o en sequías (Art. 99 bis del DFL N° 1). En segundo lugar, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

En marzo de 2004 y mayo de 2005 se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018, respectivamente, que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como la “Ley Corta I” y “Ley Corta II”, respectivamente. Las modificaciones en cuestión se introdujeron con el objetivo de generar incentivos para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación y transmisión, así como para dar certeza a las condiciones de suministro destinado al abastecimiento de clientes regulados. A continuación se resumen los principales cambios introducidos por estas leyes:

- a) Límite de potencia instalada para clientes libres: A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario

(libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio.

- b) Peajes de distribución: Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- c) Panel de Expertos: Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias.
- d) Sistemas Medianos: Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP).
- e) Licitación de Suministro: Se establecen obligaciones a las distribuidoras en pos de asegurar el suministro destinado a sus clientes regulados, incluyendo la obligación de conseguir dicho suministro en procesos de licitación abiertos y públicos. Adicionalmente, establece los mecanismos para traspasar dichos precios a cliente final.
- f) Incentivos para reducciones o aumentos temporales de consumos: Se autoriza a las generadoras para ofrecer incentivos a clientes con el objeto de que ellos realicen reducciones o aumentos temporales a sus consumos, que sean imputados a favor de los mismos generadores.

En virtud de los importantes cambios realizados a la legislación, durante el año 2007 se publicó el Decreto con Fuerza de Ley 4 (DFL 4/20018) del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica” (LGSE).

A las importantes modificaciones y actualizaciones que se introdujeron a la LGSE, le han seguido otras posteriores tales como:

- Ley 20.220 del 2007, que “Perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos”;
- Ley 20.257 del 2008, que “Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales” (ERNC); y
- Ley 20.402 del 2009, que “Crea el Ministerio de Energía”, introduciendo una nueva configuración al marco institucional chileno en materias de energía, y cuya implementación comenzó a materializarse en el transcurso del año 2010;

Desde fines del 2009 y durante el transcurso del 2010, la Autoridad Ejecutiva y Legislativa ha venido anunciando y mostrado una serie de señales relacionadas su intención de promover nuevas modificaciones legales en materias tales como:

- Introducción de mecanismos de participación de las distribuidoras en la promoción de la eficiencia energética;

- Perfeccionamiento al régimen de tramitación y obtención de concesiones para el transporte de electricidad;
- Nuevas iniciativas relacionadas con las ERNC; y
- Otras relacionadas con materias de facturación y prestación de los servicios prestados por la distribuidora, canalización de instalaciones.

Asimismo, actualmente se encuentra ingresado en el Congreso un potencial proyecto de ley, que podría afectar los ingresos de las distribuidoras, toda vez que pretende modificar varios aspectos relacionados con el proceso tarifario distribución, en particular, reemplazar el mecanismo denominado de 2/3 y 1/3, por uno de similares características al que se utiliza para el proceso tarifario de transmisión troncal.

En materias de reglamentos, durante el desarrollo del 2009 y 2010, la Comisión ha mostrado avances en la elaboración e intención de una pronta publicación de una serie de reglamentos, relacionados con diversas materias tales como la transmisión (troncal, subtransmisión y adicional), precios de nudo, servicios complementarios, además de otras modificaciones o perfeccionamiento en materias de licitaciones y otras normas relacionadas con la seguridad y calidad de servicio.

- ***Fijación de tarifas de distribución***

En la medida que aumenta el consumo y se van produciendo economías de escala, las tarifas de distribución tienden a disminuir, lo que ha ocurrido principalmente en las fijaciones tarifarias de distribución de estos últimos años. Sin embargo, habida consideración a la importante reducción o desaceleración experimentada por la demanda en los últimos años y una lenta proyección de recuperación, es que, en el último proceso tarifario de distribución, se observan moderadas disminuciones en las tarifas por efectos de las economías de escala.

Además, como se mencionara antes, existe una iniciativa del Ejecutivo para reemplazar el mecanismo de 2/3 y 1/3 en la determinación de los precios para el Valor Agregado de Distribución, por uno que considere un Comité integrado por diversos representantes de distintos actores relacionados con el servicio de distribución (Autoridad, empresa y usuarios) que encargará un estudio por Área Típica sobre el cual la Autoridad propondrá las tarifas, y que podrá ser sujeto de discrepancias ante el Panel de Expertos.

- ***Fijación de tarifas de servicios asociados a la distribución***

Las tarifas de los servicios asociados a la distribución de energía eléctrica (SSAA) son fijadas, de acuerdo a la Ley, cada cuatro años, con ocasión del proceso tarifario de distribución. Los cambios en estas tarifas pueden afectar los resultados de la Empresa.

Como parte del proyecto de modificación al proceso tarifario de distribución, la Autoridad considera una mayor vinculación entre la prestación del servicio principal de distribución eléctrica con el ejercicio tarifario de los servicios asociados, obviamente, con el objeto de recoger las economías por la prestación de ambos servicios en los precios resultantes (VAD y SSAA)

Adicionalmente, es del caso mencionar que tanto la Fiscalía Nacional Económica (FNE) como la SEC han mostrado interés, desde el año 2009 y durante el 2010, en recopilar antecedentes relacionados con la prestación tanto de los SSAA ya regulados, como de aquellos otros servicios que las empresas estén ofreciendo en su calidad de servicio asociado No regulado. En este sentido, no extrañaría que esto tenga algún efecto en el próximo proceso tarifario del 2012.

- ***Fijación de tarifas de subtransmisión***

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD. Sin embargo, el primer proceso de cálculo comenzó a mediados de 2005 y entregó sus primeros resultados a mediados de 2006 para que la CNE elaborara el Informe Técnico que a fines de ese mismo año puso en conocimiento de las empresas, las que recurrieron con discrepancias ante el Panel de Expertos.

Una vez comunicados los dictámenes del Panel, a principios de 2007, la Comisión procedió a elaborar un nuevo Informe Técnico definitivo, sobre el cual se sustenta el primer decreto de subtransmisión. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta fines del 2010.

Así, un nuevo proceso tarifario comenzó hacia mediados del 2009. Esto, permitió que en agosto de 2010 las empresas propietarias de instalaciones calificadas de subtransmisión, en alguno de los 7 sistemas (1 en el SING y 6 en el SIC) definidos por la CNE, entregaran los respectivos estudios por sistema, a partir de los cuales la CNE debió entregar en diciembre de 2010 su Informe Técnico, sin embargo, dicha entrega fue postergada para mediados del primer semestre del 2011 y con ello, se ha postergado el resto del proceso tarifario que incluye la revisión de las empresas, la presentación de discrepancias ante el Panel de Expertos, su respectivo Dictamen y posterior publicación del Decreto con las nuevas tarifas.

Por lo tanto, ya se han dado las condiciones de hecho para que las tarifas del primer proceso extiendan su aplicación transitoria a partir de noviembre de 2010 y con ello, las nuevas tarifas de Subtransmisión requieran de una aplicación retroactiva desde su publicación. Adicionalmente, se espera que las nuevas tarifas sean aplicables bajo una nueva normativa, específicamente un reglamento de subtransmisión, el cual se encontraría en pleno proceso de elaboración.

- ***Fijación de tarifas en Sistemas Medianos***

De acuerdo a la legislación vigente durante fines del 2009 y gran parte del año 2010, se realizó un nuevo proceso de revisión y determinación de los costos de generación y transmisión, en los sistemas denominados medianos, cuya capacidad instalada de generación es superior a 1.500 KW e inferior a 200 MW. En esta situación se encuentran los sistemas de Cochamó, Hornopirén, Aysén, General Carrera y Palena, todos operados por empresas del Grupo Saesa.

En efecto, durante el segundo semestre del 2010, la CNE hizo llegar a las empresas el Informe Técnico con los nuevos precios de generación y transporte aplicables a partir de noviembre de 2010. Sin embargo, al no dictarse aún los respectivos decretos tarifarios, los precios del proceso anterior han extendido transitoriamente su vigencia hasta que los



nuevos precios sean publicados y comiencen a regir de manera retroactiva. Viene al caso mencionar, que dichos nuevos precios se adicionarán a los costos de distribución para establecer los precios que finalmente se apliquen y traspasen a los clientes finales en sus cuentas.

- ***Competencia relevante***

Las empresas de distribución de energía eléctrica tienen un bajo nivel de competencia para clientes sujetos a regulación de precio en sus zonas de concesión, salvo algunas cooperativas (algunas de ellas con altos costos fijos) o respecto de clientes que no representan más del 3,5% de los clientes de la Sociedad. Sin embargo, a futuro no se puede asegurar que prevalezcan estas condiciones de escasa competencia.

Respecto de la subtransmisión, no existen amenazas de competencia relevante en las instalaciones actuales que afecten los ingresos. Por el contrario, habría oportunidades de expansión, ya que existen áreas donde se distribuye energía eléctrica en que no se tiene instalaciones de subtransmisión y en donde se están usando instalaciones de terceros. La nueva forma de tarificar la subtransmisión hace el negocio más atractivo.

- ***Calidad del suministro***

El marco regulatorio del sector eléctrico establece ciertos requisitos a las empresas distribuidoras, que dicen relación con la calidad de servicio que deben entregar a sus clientes, tanto desde el punto de vista de la atención comercial, como de la calidad del producto. De no cumplir estos requerimientos, las empresas distribuidoras pueden ser objeto de sanciones por parte de la SEC, tales como multas o compensaciones a los usuarios del servicio.

Al respecto, viene al caso mencionar que a principios del 2009 se introdujeron modificaciones a la Norma Técnica sobre definición de zonas rurales e índices de calidad de servicio, que establecen exigencias de calidad de servicio diferenciadas en función del grado de ruralidad de las instalaciones eléctricas con las que se presta el servicio de distribución. Asimismo, durante el transcurso del 2010 la Autoridad también introdujo una serie de modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en materias de transmisión (Subtransmisión y Troncal), a propósito de los eventos que afectaron la continuidad y seguridad de suministro eléctrico, a consecuencia del terremoto que afectó una amplia zona del territorio nacional durante febrero de 2010.

- ***Contratos de Suministro***

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Hasta el 31 de diciembre del 2009, tanto Saesa como Frontel y Luz Osorno no contaban con contratos de suministro para el 100% de su demanda regulada, razón por la cual, mediante la Resolución Ministerial N° 88, se le permitía comprar energía a precio de nudo a las

generadoras del Sistema Interconectado Central (SIC) para atender a sus clientes regulados, traspasando el costo a todos los clientes regulados del sistema a prorrata.

Por otra parte, a partir del 1° de enero del año 2010 el suministro se ha venido entregando en virtud de la entrada en operación de los contratos adjudicados a Endesa, Colbún y Campanario, como resultado de la adjudicación de los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de la demanda destinada a clientes regulados estimada para el 2010. Dichos contratos de suministro tendrán una duración promedio de 10 años.

Sin perjuicio de lo anterior, la implementación de dichos contratos ha traído consigo algunas dificultades relacionadas con la cadena de pago, porque los precios de compras de las distribuidoras han sufrido varias y seguidas indexaciones principalmente al alza las que han debido esperar para ser traspasadas a los clientes finales, a la espera de la “toma de razón” que la Contraloría General de la República (CGR) debe realizar a los decretos con que la Autoridad autoriza dicho traspaso.

- ***Abastecimiento de Energía para el Sistema Eléctrico Chileno***

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas natural traído desde Argentina y/o problemas de sequía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino.

En la actualidad hay centrales eléctricas en construcción por una capacidad cercana a los 1.750 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2011 – 2013). De éstas, las más importantes son la Central Carbón Santa María de Colbún (343 MW), Central Carbón Bocamina II (342 MW) de Endesa, Central Carbón Campiche (242 MW) de AES Gener, Central Hidroeléctrica de Embalse Angostura (316 MW) de Colbún y otras. En razón de lo anterior, la oferta de energía en el mediano plazo se debiera expandir siguiendo la demanda. Sin embargo, debido a la variabilidad hidrológica y el suministro de gas desde Argentina, el suministro para el sistema no se puede garantizar. En el largo plazo, existen grandes proyectos como el Proyecto Aysén para suplir el crecimiento de la demanda.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo a los últimos pronósticos de deshielo encargados por el CDEC-SIC, el crecimiento que ha experimentado la demanda y el déficit de agua embalsada que estarían registrando los embalses, hace prever que existe una probabilidad no despreciable de que el suministro de corto y mediano plazo se realice de manera muy ajustada, razón por la cual la Autoridad estaría evaluando la dictación de un decreto con medidas para reducir las posibilidades de un racionamiento.

Por otro lado, el Gobierno está incentivando el desarrollo de proyectos de generación en base a energías renovables, como los son las eólicas, biomasa, geotérmica, minihidro, entre otras. Además, no se descarta la incorporación de centrales nucleares en el futuro.

Con el objeto de resguardar las actividades en la industria en que participa, la Sociedad posee para sus instalaciones pólizas de seguros de acuerdo con lo las prácticas habituales de la industria.

- ***Riesgos de Mercado***

La exposición a variaciones de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 89% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

Por otro lado, cerca del 57% de la deuda financiera está a tasa fija, un 32% a tasa variable y un 11% a tasa variable pero protegida por Cross Currency Swap.

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes, y el impacto en los resultados de la Sociedad es menor.

## **Gestión Financiera**

### **Utilidad Líquida Distribuible**

Conforme a lo estipulado en la Circular N° 1945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la Superintendencia de Valores y Seguros, en sesión de Directorio celebrada con fecha 7 de octubre de 2010 se acordó adoptar como política para el cálculo de la utilidad líquida distribuible para el ejercicio 2010 y posteriores, lo siguiente:

La Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior, se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de la primera adopción a IFRS, no formaran parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2010 quedaría determinada por los siguientes montos:

	M\$
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	3.365.825
Pérdidas acumuladas	-
Dividendos distribuidos con cargo al ejercicio 2010	-
<b>Utilidad Líquida Distribuible ejercicio 2010</b>	<b>3.365.825</b>

## Ganancias acumuladas

La Sociedad presenta las siguientes utilidades acumuladas de ejercicios anteriores:

	M\$
Utilidades distribuibles correspondiente a ejercicios anteriores	6.725.321

## Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad entre 2004 y 2010 son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N° 1	28-5-04	2,00	2003
Final N° 2	27-5-05	6,04	2004
Extraordinario N° 3	28-11-05	1,43	2003
Provisorio N° 4	28-11-05	6,0	2005
Extraordinario N°5	26-12-06	11,07	2004 – 2005
Provisorio N° 6	26-12-06	12,17	2006
Final N° 7	25-5-07	5,85	2006
Final N° 8	23-5-08	14,4183	2007
Final N° 9	25-5-09	0,0008	2008
Extraordinario N° 10	4-6-09	0,0009	2007
Final N° 11	26-04-10	0,00098	2009

## Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
<b>Utilidad Liquida Distribuible ejercicio 2010:</b>	
A pagar dividendo final N° 12	3.365.825
<b>Utilidades Distribuibles ejercicios anteriores:</b>	
A pagar dividendo adicional N° 13	134.175
<b>Utilidad a distribuir</b>	<b>3.500.000</b>

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N° 12 de \$ 0,00046 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.10. Este dividendo representa un 100% de la utilidad.

Adicionalmente, el Presidente propone a la Junta, destinar M\$134.175 al pago de un dividendo adicional de \$0,00002 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades distribuible de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

Para los próximos años se espera repartir dividendos equivalentes al 30% de la utilidad.

## Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010 ascendía a M\$ 65.154.068 distribuido en 7.394.582.880.000 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta General Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2010 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	65.154.068
Ganancias (pérdidas) acumuladas	49.208.784
Otras reservas	1.884.606
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>116.247.458</b>

## Directorio

Con fecha 10 de septiembre de 2010 se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Lawrence S. Coben. En su reemplazo se designó al señor Iván Díaz – Molina.

Adicionalmente, con fecha 16 enero de 2011 presentó su renuncia al cargo de Presidente y Director de la Sociedad el señor Pedro Pablo Errázuriz D.. En relación con lo anterior, con fecha 25 de enero de 2011, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir, por unanimidad, como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Thomas Gray. Por otra parte, el cargo vacante dejado a la renuncia del señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez se mantendrá hasta que la próxima Junta Ordinaria de Accionistas elija los miembros del Directorio.

## Remuneración del Directorio y Gerentes

De conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 18.046, durante el ejercicio los Directores recibieron las siguientes remuneraciones por el ejercicio de sus funciones:

	2010	2009
Jorge Lesser G.	5.380	3.144
Iván Díaz M.	427	-
Lawrence Coben	7.909	4.774
Pedro Pablo Errázuriz D.	8.518	-
<b>Total</b>	<b>22.234</b>	<b>7.918</b>

No existen gastos en asesorías del Directorio o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Corresponde a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas fijar la remuneración de los Directores para el ejercicio 2011.

Las remuneraciones totales percibidas por los gerentes y principales ejecutivos de la sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2010, ascendieron a MM\$68. Durante igual período de 2009 dichas remuneraciones alcanzaron a MM\$3.

Durante el año 2010, las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad ascendieron a MM\$124. Durante el año 2009 no se registraron pagos por indemnizaciones por años de servicio.

## **Información Financiera**

### **Políticas de Inversión y Financiamiento**

Frontel, continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participa actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora entre las regiones del Bío Bío y Araucanía, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto cliente que tienen las empresas en el sur de Chile.

Las inversiones se desarrollan utilizando estrictos parámetros de decisión, tanto financieros como técnicos y estratégicos. El lineamiento básico que debe cumplir toda nueva inversión se relaciona con la claridad que exista en el marco legal en que se desenvolverá.

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo. Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada, y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

### **Política de Dividendos**

La política de reparto de dividendos para los próximos años será de por lo menos un 30%, con un adicional que se determinará de acuerdo con las restricciones de la Empresa, para cumplir con sus obligaciones financieras y políticas operativas.

### **Propiedades y Seguros**

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participan, Frontel posee para sus instalaciones pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria.

## Hechos Relevantes

En consideración al terremoto que afectó a gran parte del territorio nacional el 27 de Febrero de 2010, y que dicen relación con los efectos e impactos que se hayan producido o puedan producirse en la situación financiera de la Sociedad como consecuencia del citado hecho, la Sociedad informó el 3 de marzo de 2010 según lo requerido por la Superintendencia de Valores y Seguros el estado de las operaciones, deterioro de sus instalaciones y seguros comprometidos.

Los costos identificados hasta la fecha están incluidos en los presentes estados financieros en las Notas de Propiedad Planta y Equipos (deterioro por M\$ 617.780) y Otros Gastos por naturaleza (gastos por reparación por M\$ 865.023). Estos montos no tienen cobertura de seguro.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 10 de marzo de 2010, el Directorio acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 26 de marzo de 2010, y proponer a dicha junta la aprobación del pago de un dividendo de \$0,00098 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009. El dividendo se pagaría en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo asciende a 7.394.582.880.000, lo que significa un pago de \$7.228.000.000 por este concepto.

En sesión de Directorio celebrada el 10 de marzo de 2010 se acordó citar a Junta General Extraordinaria de Accionistas de para el día 26 de marzo de 2010 (la “Junta”), a fin de tratar en ella las siguientes proposiciones del Directorio:

- a) Aprobar la fusión por incorporación de FRONTEL en Inversiones Los Lagos III S.A., sociedad anónima cerrada, sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas y copulativas: (i) la inscripción de Inversiones Los Lagos III S.A. en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y/o en aquel otro Registro que determine la Superintendencia de Valores y Seguros, y (ii) la autorización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para transferir las concesiones de distribución de energía eléctrica y otras de FRONTEL a Inversiones Los Lagos III S.A. Como consecuencia de la fusión, Inversiones Los Lagos III S.A., como entidad sobreviviente, adquirirá todos los activos y pasivos de FRONTEL conforme al balance auditado y demás estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2009, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Con motivo de la fusión se incorporará a Inversiones Los Lagos III S.A. la totalidad del patrimonio y accionistas de FRONTEL, la que quedará disuelta sin necesidad de liquidación. La fusión propuesta, de ser aprobada, tendrá efecto y vigencia contable y financiera a partir del 1 de enero de 2010.
- b) Aprobar los siguientes antecedentes que servirán de base para la fusión propuesta: (i) Balances y estados financieros de Inversiones Los Lagos III S.A. y FRONTEL al 31 de diciembre de 2009; y (ii) Informes periciales preparados de conformidad con el artículo 99 de la Ley 18.046.
- c) Aprobar la relación de canje de las acciones en virtud del cual los accionistas de FRONTEL recibirán un número determinado de acciones de Inversiones Los Lagos III S.A. por cada acción que posean en FRONTEL.
- d) La aprobación de los estatutos sociales de Inversiones Los Lagos III S.A.; incluyendo en ellos los artículos transitorios necesarios para materializar los acuerdos y reformas que acuerde la Junta Extraordinaria.



- e) Adoptar los acuerdos necesarios para llevar a cabo la fusión en los términos y condiciones que, en definitiva apruebe la Junta Extraordinaria y facultar ampliamente al Directorio para otorgar todos los poderes que se estimen necesarios, especialmente aquellos para legalizar, materializar y llevar adelante los acuerdos de fusión y demás que adopte la Junta Extraordinaria.

De aprobarse la proposición de fusión, los accionistas disidentes de dicho acuerdo tendrían derecho a retiro de FRONTEL, derecho que podrá ejercerse conforme a lo dispuesto en la Ley 18.046 y su Reglamento, a partir de la fecha de celebración de la Junta Extraordinaria y hasta el 26 de abril de 2010 inclusive. Accionista disidente es aquel que en la Junta Extraordinaria se oponga al acuerdo adoptado en ella o, que no habiendo concurrido a la Junta Extraordinaria manifieste su disidencia por escrito a la sociedad dentro del plazo señalado. El directorio de FRONTEL se reservó el derecho de convocar a una nueva junta extraordinaria de accionistas de FRONTEL, que deberá celebrarse dentro del plazo establecido en el artículo 71 de la Ley 18.046, para que ésta reconsidere o ratifique los acuerdos que motivaron el ejercicio del derecho a retiro, si este último fuere excesivo en términos económicos a juicio del Directorio. De revocarse en dicha junta los mencionados acuerdos, caducará el referido derecho a retiro.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 26 de marzo de 2010, se acordó aprobar la fusión descrita en el número 2 precedente, en los términos y bajo las condiciones señaladas.

Con fecha 10 de septiembre de 2010 el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Lawrence S. Coben. En su reemplazo se designó al señor Iván Díaz - Molina.

Con fecha 16 de enero de 2011, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Presidente y Director de la Sociedad del señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, cesando en su cargo de conformidad a lo señalado en el artículo 37 de la Ley de Sociedades Anónimas.

En sesión celebrada el 25 de enero de 2011, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Thomas Gray.

Por otra parte, el cargo vacante dejado a la renuncia del señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez se mantendrá hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas elija los miembros del Directorio.

En el período comprendido entre el 01 de enero de 2011 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

## Declaración de Responsabilidad



---

Jorge Lesser G.



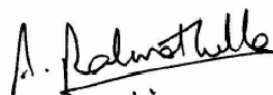
---

Thomas Gray



---

Stacey Purcell



---

Adil Rahmathulla



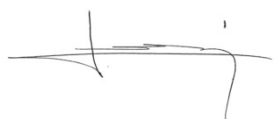
---

John Watt



---

Kevin Kerr



---

Iván Díaz - Molina



---

Francisco Mualim T.

## Estados Financieros Resumidos

**Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. - Frontel**  
Inscripción Registro de Valores N°877

**Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009)**

	31/Dic/2010	31/Dic/2009	01/Ene/2009
<b>M\$</b>			
<b>ACTIVOS</b>			
Activos Corrientes	33.238.480	38.424.177	30.022.381
Activos No Corrientes	151.424.063	146.843.167	145.429.522
<b>Total Activos</b>	<b>184.662.543</b>	<b>185.267.344</b>	<b>175.451.903</b>

	31/Dic/2010	31/Dic/2009	01/Ene/2009
<b>M\$</b>			
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>			
Pasivos Corrientes	26.920.138	25.163.450	20.016.827
Pasivos No Corrientes	39.004.694	38.635.085	29.054.523
<b>Total Pasivos</b>	<b>65.924.832</b>	<b>63.798.535</b>	<b>49.071.350</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>118.737.711</b>	<b>121.468.809</b>	<b>126.380.553</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>184.662.543</b>	<b>185.267.344</b>	<b>175.451.903</b>

**Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2010 y 2009)**

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	29.617.090	29.479.481
<b>Ganancia Antes de Impuesto</b>	<b>3.769.019</b>	<b>9.414.815</b>
Impuesto a las Ganancias	(403.194)	(1.693.827)
<b>Ganancia</b>	<b>3.365.825</b>	<b>7.720.988</b>

**Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2010 y 2009)**

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	8.379.608	16.941.784
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(9.823.902)	(6.332.886)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(5.832.245)	(3.363.078)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	16.402	22.579
<b>Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>(7.260.137)</b>	<b>7.268.399</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	13.372.799	6.104.400
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final</b>	<b>6.112.662</b>	<b>13.372.799</b>

**Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2010 y 2009)**

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial Reexpresado	121.468.809	126.380.553
Cambios en Patrimonio	(2.731.098)	(4.911.744)
<b>Saldo Final Periodo Actual</b>	<b>118.737.711</b>	<b>121.468.809</b>

## Estados Financieros

## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas de  
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009, del estado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2009 y de los correspondientes estados integral de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base 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 Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y al 1 de enero de 2009, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Marzo 09, 2011



Raúl Aguirre G.  
RUT: 7.572.405-5

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**
**Estados de Situación Financiera Individual**

Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009.

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-10	31-12-09	01-01-09
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
<b>Activos Corrientes en Operación</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	6.112.662	13.372.799	6.104.400
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	22.285.682	19.973.848	19.851.414
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	1.542.790	1.776.108	1.429.031
Inventarios	8	2.619.873	3.213.692	2.459.980
Activos por Impuestos Corrientes	9	578.922	7.604	62.074
Otros Activos no Financieros, Corrientes		98.551	80.126	115.482
<b>Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.</b>		<b>33.238.480</b>	<b>38.424.177</b>	<b>30.022.381</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>33.238.480</b>	<b>38.424.177</b>	<b>30.022.381</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>				
Otros Activos No Financieros, No Corriente		-	6.135	9.432
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	1.820.780	986.738	1.048.605
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	31	99.495	90.369	82.637
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	10	4.742.092	4.745.582	4.749.072
Plusvalía	11	23.990.169	23.990.169	23.990.169
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12	119.658.939	116.265.200	114.885.477
Activos por Impuestos Diferidos	13	1.112.588	758.974	664.130
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>151.424.063</b>	<b>146.843.167</b>	<b>145.429.522</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>184.662.543</b>	<b>185.267.344</b>	<b>175.451.903</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**
**Estados de Situación Financiera Individual**

Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009.

(En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		Nota	31-12-10	31-12-09	01-01-09
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>					
<b>Pasivos Corrientes en Operación</b>					
Otros Pasivos Financieros, Corriente	14		4.932.463	1.437.918	1.456.264
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	16		10.623.061	13.309.027	10.469.873
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7		2.100.044	3.593.125	2.027.722
Otras Provisiones	17		217.697	548.947	302.897
Pasivos por Impuestos Corrientes	9		792.526	624.133	1.019.639
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	18		6.770.433	4.298.662	3.562.611
Provisiones corrientes por Beneficios a los empleados	17		1.483.914	1.351.638	1.177.821
<b>Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>			<b>26.920.138</b>	<b>25.163.450</b>	<b>20.016.827</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>			<b>26.920.138</b>	<b>25.163.450</b>	<b>20.016.827</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>					
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	14		28.496.656	29.006.934	20.226.709
Pasivo por Impuestos Diferidos	13		8.683.602	8.160.770	7.351.323
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes			12.116	10.196	9.071
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	17		1.812.320	1.457.185	1.467.420
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>			<b>39.004.694</b>	<b>38.635.085</b>	<b>29.054.523</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>					
<b>Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora</b>					
Capital Emitido	19		65.154.068	65.154.068	73.322.848
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	19		51.699.037	54.463.362	52.986.018
Otras Reservas	19		1.884.606	1.851.379	71.687
<b>Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora</b>			<b>118.737.711</b>	<b>121.468.809</b>	<b>126.380.553</b>
Participaciones No Controladoras			-	-	-
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>			<b>118.737.711</b>	<b>121.468.809</b>	<b>126.380.553</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>			<b>184.662.543</b>	<b>185.267.344</b>	<b>175.451.903</b>



**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**
**Estados de Resultados Integrales Individual**

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

(En miles de pesos)

Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01-01-2010 al 31-12-2010 M\$	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	20	82.580.311	88.979.028
Otros ingresos, por Naturaleza	20	5.719.505	4.008.731
Materias Primas y Consumibles Utilizados	21	(58.682.726)	(63.508.278)
Gastos por Beneficios a los Empleados	22	(7.283.143)	(6.614.783)
Gasto por Depreciación y Amortización	23	(4.709.344)	(4.144.941)
Otros Gastos por Naturaleza	24	(12.748.184)	(9.049.411)
Otras Ganancias (Pérdidas)		72.439	(216.721)
Ingresos Financieros	25	178.439	341.521
Costos Financieros	25	(665.618)	(785.084)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	31	15.841	11.704
Diferencias de Cambio	25	1.435	(16.341)
Resultados por Unidades de Reajuste	25	(709.936)	409.390
<b>Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto</b>		<b>3.769.019</b>	<b>9.414.815</b>
Gasto por Impuestos a las Ganancias	13	(403.194)	(1.693.827)
<b>Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas</b>		<b>3.365.825</b>	<b>7.720.988</b>
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>3.365.825</b>	<b>7.720.988</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a</b>			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		3.365.825	7.720.988
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras			
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>3.365.825</b>	<b>7.720.988</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>			
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	0,00045517442	0,00104408325
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción		
<b>Ganancia (pérdida) por Acción Básica</b>	<b>\$/acción</b>		

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**
**Estados de Resultados Integrales Individual**

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

(En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01-01-2010 al 31-12-2010 M\$	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		3.365.825	7.720.988
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>			
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos	19	(546)	(1.041)
<b>Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión</b>		(546)	(1.041)
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	19	40.690	-
<b>Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>		40.690	-
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		40.144	(1.041)
<b>Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	19	(6.917)	-
<b>Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral</b>		(6.917)	-
<b>Otro Resultado Integral</b>		33.227	(1.041)
<b>Resultado Integral Total</b>		3.399.052	7.719.947
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		3.399.052	7.719.947
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		-	-
<b>Resultado Integral Total</b>		3.399.052	7.719.947

# **EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**

## **Estados de Cambios en el Patrimonio Neto**

Por los períodos terminados al 31 de diciembre 2010 y al 31 de diciembre de 2009.

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2010</b>	<b>65.154.068</b>				<b>(1.041)</b>			<b>1.852.420</b>	<b>1.851.379</b>	<b>54.463.362</b>	<b>121.468.809</b>		<b>121.468.809</b>
<b>Ajustes de Períodos Anteriores</b>													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>65.154.068</b>	-	-	-	<b>(1.041)</b>	-	-	<b>1.852.420</b>	<b>1.851.379</b>	<b>54.463.362</b>	<b>121.468.809</b>	-	<b>121.468.809</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.365.825	3.365.825	-	3.365.825
Otro resultado integral	-	-	-	-	(546)	33.773	-	-	33.227	-	33.227	-	33.227
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.399.052	-	3.399.052
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.965.911)	(5.965.911)	-	(5.965.911)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(164.239)	(164.239)	-	(164.239)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(546)	33.773	-	-	33.227	(2.764.325)	(2.731.098)	-	(2.731.098)
<b>Saldo Final al 31/12/2010</b>	<b>65.154.068</b>	-	-	-	<b>(1.587)</b>	<b>33.773</b>	-	<b>1.852.420</b>	<b>1.884.606</b>	<b>51.699.037</b>	<b>118.737.711</b>	-	<b>118.737.711</b>

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2009</b>	<b>73.322.848</b>							<b>71.687</b>	<b>71.687</b>	<b>52.986.018</b>	<b>126.380.553</b>		<b>126.380.553</b>
<b>Ajustes de Períodos Anteriores</b>													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>73.322.848</b>	-	-	-	-	-	-	<b>71.687</b>	<b>71.687</b>	<b>52.986.018</b>	<b>126.380.553</b>	-	<b>126.380.553</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.720.988	7.720.988	-	7.720.988
Otro resultado integral	-	-	-	-	(1.041)	-	-	-	(1.041)	-	(1.041)	-	(1.041)
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.719.947	-	7.719.947
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.243.644)	(6.243.644)	-	(6.243.644)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(6.388.047)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.388.047)	-	(6.388.047)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	(1.780.733)	-	-	-	-	-	-	1.780.733	1.780.733	-	-	-	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	(8.168.780)	-	-	-	(1.041)	-	-	1.780.733	1.779.692	1.477.344	(4.911.744)	-	(4.911.744)
<b>Saldo Final al 31/12/2009</b>	<b>65.154.068</b>	-	-	-	<b>(1.041)</b>	-	-	<b>1.852.420</b>	<b>1.851.379</b>	<b>54.463.362</b>	<b>121.468.809</b>	-	<b>121.468.809</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**
**Estados de Flujo de Efectivo Directo Individual**

Por los períodos terminados al 31 de diciembre 2010 y al 31 de diciembre de 2009.

(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2010 al 31/12/2010	01/01/2009 al 31/12/2009
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>		<b>108.009.172</b>	<b>108.452.475</b>
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		106.061.100	103.656.529
Otros cobros por actividades de operación		1.948.072	4.795.946
<b>Clases de pagos</b>		<b>(98.657.051)</b>	<b>(90.794.886)</b>
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(91.618.144)	(79.459.975)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(5.857.349)	(6.418.895)
Otros pagos por actividades de operación		(1.181.558)	(4.916.016)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(972.513)	(715.805)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>8.379.608</b>	<b>16.941.784</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Préstamos a entidades relacionadas		(4.841.000)	(3.245.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		25.946	152.261
Compras de propiedades, planta y equipo		(10.394.837)	(6.898.805)
Cobros a entidades relacionadas		5.200.000	3.298.600
Dividendos recibidos		18.047	4.054
Intereses recibidos		167.942	356.004
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(9.823.902)</b>	<b>(6.332.886)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	10.495.589
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		3.500.000	-
Total importes procedentes de préstamos		<b>3.500.000</b>	<b>10.495.589</b>
Préstamos de entidades relacionadas		468.500	130.000
Pagos de préstamos		(1.253.803)	(1.201.978)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(628.481)	-
Dividendos pagados		(7.228.000)	(5.674.012)
Intereses pagados		(690.461)	(728.677)
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	(6.384.000)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(5.832.245)</b>	<b>(3.363.078)</b>
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(7.276.539)	7.245.820
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>16.402</b>	<b>22.579</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		16.402	22.579
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		<b>(7.260.137)</b>	<b>7.268.399</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		13.372.799	6.104.400
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>	<b>5</b>	<b>6.112.662</b>	<b>13.372.799</b>

## **EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**

### **Estados Financieros Individuales**

Por el período terminado al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre 2009 y 01 de enero de 2009.  
(En miles de pesos)

---

#### **1. Información General y Descripción del Negocio**

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., en adelante la “Sociedad” o “Frontel”, fue constituida por escritura pública de fecha 24 de enero de 2002, como sociedad anónima cerrada, con el objeto principal de distribuir, comprar, producir, transportar y vender energía eléctrica. El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 20, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es el vehículo de inversión a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo estadounidense Morgan Stanley Infrastructure Partners controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 877 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín, Región de la Araucanía.

## 2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

### 2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros anuales, se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad.

Los Estados Financieros anuales de la Sociedad, han sido preparados de acuerdo con IFRS. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad ("IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés). Los presentes estados financieros fueron aprobados por el Directorio en sesión celebrada con fecha 9 de marzo de 2011.

Los estados financieros anuales de la Sociedad, correspondientes al 31 de diciembre de 2009, fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 12 de febrero de 2010. Esos estados financieros fueron confeccionados de acuerdo a Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile (en adelante, "PCGA chilenos") y, por lo tanto, no coinciden con los saldos del periodo 2009 que han sido incluidos en los presentes estados financieros, los que han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera. En nota 4 se detalla la reconciliación del patrimonio neto y resultados del período.

### 2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2010:

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 1 (revisada): Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados el 01 de julio de 2009
NIIF 3 revisada: Combinaciones de negocio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39: Elección de partidas cubiertas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 27: Estados financieros consolidados y separados	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
CINIIF 17: Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2009)	Mayoritariamente aplicable a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010
Enmienda a NIIF 2: Pagos basados en acciones	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2011 y siguientes:

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

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
Enmienda a NIC 32: Clasificación de derechos de emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010
NIIF 9: Instrumentos financieros: Clasificación y medición	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013
NIIF 24 revisada: Revelaciones de partes relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
CINIIF 19: Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2010)	Mayoritariamente aplicable a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
NIIF 7: Instrumentos financieros: Revelaciones - Transferencias de activos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011
NIIF 9, Instrumentos financieros: Adiciones a NIIF 9 para la contabilización de Pasivos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.
Enmienda a CINIIF 14: Límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011

La Administración estima que estas normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros de la Sociedad.

### 2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros anuales es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se ha dado cumplimiento a las NIIF.

En la preparación de los estados financieros anuales se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros bajo NIIF.

Los supuestos y estimaciones usados en la preparación de los estados financieros son los siguientes:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de Propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada a base de estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.

- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Beneficios del personal - Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del período.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. La Sociedad también considera como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

## 2.4. Período cubierto

Los presentes estados financieros anuales comprenden los estados de situación financiera de Frontel al 31 de diciembre de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

## 2.5. Bases de preparación

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con la Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

## 2.6. Combinación de negocios

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad, relacionadas con combinación de negocios, se ha utilizado el siguiente principio:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, de haberla, son registrados a valor de mercado. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.



## 2.7. Moneda funcional

La moneda funcional de la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluyen en utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

## 2.8. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza la Sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el año, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de la Sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31.12.2010	31.12.2009	01.01.2009
Dólar estadounidense	468,01	507,10	636,45
Unidad de Fomento	21.455,55	20.942,88	21.452,57

## 2.9. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

## 2.10. Propiedades, planta y equipo

Los bienes de Propiedades, planta y equipo son registrados al costo de adquisición menos la depreciación acumulada y deterioros acumulados.

Adicionalmente, al costo de adquisición o construcción de cada elemento se incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de distribución o transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad. El monto activado por este concepto ascendió a M\$114.484 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 y de M\$59.502 por el año terminado al 31 de diciembre de 2009.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$538.890 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 y de M\$555.850 por el año terminado al 31 de diciembre de 2009.

- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Todos los bienes de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad efectuó su transición a las IFRS, fueron retasados por terceros independientes.

Las obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponde a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones o crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

El resto de reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del ejercicio en que se incurren.

La depreciación será determinada, aplicando el método lineal, sobre el costo de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se encuentran construidos los edificios y otras construcciones tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de depreciación.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan periódicamente, si es necesario, ajustando en forma prospectiva, si corresponde.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

A continuación se presentan los principales períodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
<b>Edificio</b>	40-80
<b>Plantas y equipos :</b>	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
<b>Equipo de tecnología de la información :</b>	
Computación	5
<b>Instalaciones fijas y accesorios :</b>	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
<b>Otros equipos y herramientas :</b>	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, la Sociedad tiene concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

## **2.11. Activos intangibles**

### **2.11.1. Plusvalía comprada**

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La plusvalía comprada es inicialmente medida al costo y posteriormente medida al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en el caso de existir.

### **2.11.2. Servidumbres**

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Los activos de vida útil indefinida no se amortizan.

### **2.11.3. Programas informáticos**

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

### **2.11.4. Gastos de investigación y desarrollo**

Durante los años presentados, la Sociedad no ha registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el año en que ocurren.

## **2.12. Deterioro de los activos**

La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio de que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, se estima el valor recuperable del activo para determinar el alcance del deterioro.

En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo (UGE) a la cual pertenece el activo.

La Administración necesariamente aplica su juicio en la agrupación de activos que no generan flujos de efectivo independientes y también en la estimación, la periodicidad y los valores del flujo de efectivo subyacente en los valores del cálculo.

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar los valores libros de los respectivos activos.

El valor recuperable es el más alto valor entre el valor justo menos los costos de vender, y el valor en uso. Este último corresponde a los flujos futuros estimados descontados.

Si el valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se habría determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato.

La plusvalía comprada es revisada anualmente o cuando existan indicios de deterioro. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, evaluando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo es menor a su valor de libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía comprada, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de los bienes de Propiedades, planta y equipo, la plusvalía comprada y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración de la Sociedad sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo que reflejan las tasaciones de mercado vigentes del valor en el tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo.

Para determinar la necesidad de deterioro de activos financieros relacionados con cuentas por cobrar, la Sociedad tiene políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. Hasta la fecha la Sociedad no ha detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

### **2.13. Arrendamientos**

Los arrendamientos en los que se transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos. La Sociedad no presenta arrendamientos financieros, de haberlos, en aquellos en que actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante, sobre el saldo de la obligación.

El monto a amortizar del activo arrendado se asignará en cada período contable durante los períodos de uso esperado, de acuerdo con las políticas de amortización que adopte la Sociedad. En caso que exista certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento, el período de uso estimado será la vida útil del activo, de lo contrario el activo se amortiza en el plazo menor entre su vida útil o el plazo del arrendamiento.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto de forma uniforme durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

### **2.14. Instrumentos financieros**

Un instrumento financiero corresponde a cualquier contrato que origina un activo financiero en una entidad y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

#### **2.14.1. Activos financieros no derivados**

De acuerdo a lo definido por la Sociedad, los activos financieros no derivados son clasificados en las siguientes categorías:

##### **a) Instrumentos mantenidos al vencimiento**

Los instrumentos mantenidos hasta el vencimiento son aquellos activos financieros no derivados, con una fecha de vencimiento fija, con pagos en montos fijos o determinables, y para

los que la entidad ha definido su intención, y posee la capacidad, de mantenerlos al vencimiento. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado.

#### **b) Préstamos y cuentas por cobrar**

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en derechos por cobrar no corrientes.

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.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros, se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha que se compromete a adquirir o vender el activo.

#### **2.14.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes**

Bajo este rubro del estado de situación se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

#### **2.14.3. Pasivos financieros no derivados**

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo 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 pagar (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 pasivo financiero.

#### **2.14.4. Derivados y operaciones de cobertura**

La contratación de este tipo de instrumento financiero sólo se realiza con propósitos de cobertura contable. La contratación de productos derivados se realiza para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc., a los que pudiera estar expuesta la Sociedad.

La realización de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la Sociedad. Las operaciones con instrumentos derivados deben cumplir con todos los criterios establecidos en la norma internacional NIC 39.

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realizará con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá

cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

#### **a) Clasificación de los instrumentos de cobertura**

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad clasifica el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

##### **a.1) Coberturas de valor razonable**

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido en el balance, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

##### **a.2) Coberturas de flujo de caja**

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

##### **a.3) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero**

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad.

Por cada instrumento de cobertura se confecciona un expediente en el que se identifica explícita y claramente el instrumento cubierto, el instrumento de cobertura, la naturaleza del riesgo y el objetivo de gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

La Sociedad en forma habitual realiza un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad procede a su valorización y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

#### **2.14.5. 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 la Sociedad se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente, la Sociedad sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

#### **2.15. Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación**

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas por el método de la participación en aquellas sociedades en que tiene una influencia significativa.

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma en que se administran las empresas eléctricas del Grupo (Saesa, Frontel, STS, Edelayen, Luz Osorno, SGA y Sagesa), cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas. Al 31 de diciembre de 2010 el valor de la participación en estas tres empresas es de M\$ 99.495 y al 31 de diciembre de 2009 de M\$ 90.369.

El método de la participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto, que representa la participación de la Sociedad en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con la Sociedad, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad (plusvalía comprada). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la sociedad asociada, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Sociedad conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

## **2.16. Inventarios**

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o al valor neto de realización si éste es inferior.

## **2.17. Otros pasivos no financieros**

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

### **2.17.1. Ingresos diferidos**

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, especialmente de apoyos de cables telefónicos, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado financiero y se imputan a resultados en el rubro "Ingresos de actividades ordinarias" del estado de resultados en la medida que se devenga el servicio.

### **2.17.2. Subvenciones estatales**

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad cumplirá con todas las condiciones establecidas. Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libros, al cual se ha contabilizado el activo correspondiente y se reconocen en el estado de resultados durante la vida útil del activo depreciable con un menor cargo por depreciación.

### **2.17.3. Obras en construcción para terceros**

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

## **2.18. Provisiones**

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación, la Sociedad espera desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las estimaciones de las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.



## **2.19. Beneficios del personal**

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Normalmente esto corresponde a la proporción de un mes por cada año de servicio y a base del nivel de sueldo base. Este beneficio ha sido definido como un beneficio de largo plazo.

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, las cuales se actualizan en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las utilidades y pérdidas actuariales se reconocen de inmediato en el estado de resultados dentro del costo de explotación.

Los costos asociados a los beneficios del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el año, son cargados a resultados en el período que corresponde.

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4,05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

La provisión asociada a este beneficio al cierre del período se presenta en el ítem “Provisiones no corrientes por Beneficio a los Empleados”.

## **2.20. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes**

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

## **2.21. Impuesto a las ganancias**

El resultado por impuesto a las ganancias del año, se determina como la suma del impuesto corriente de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación, se imputan reduciendo, en su caso, el valor del menor valor que haya sido contabilizado en la combinación de negocios.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios.



Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter indefinido y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en asociadas, en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro impuestos a las ganancias, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva.

## 2.22. Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el período, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

## 2.23. Ganancias por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante el mismo período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de alguna sociedad filial si en alguna ocasión fuera el caso. La Sociedad no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

## 2.24. Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad, en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N° 79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

Para el cálculo de la utilidad líquida distributable la sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

## 2.25. Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el año, determinados por el método directo. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por estos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- **Actividades de inversión:** Son las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

### 3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

Los actores del sector eléctrico funcionan integrados al sistema interconectado, a cargo del Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), el cual tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio.
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema.
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos operados por empresas integradas verticalmente como son Edelayesen y Edelmag, en donde cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden el consumo de las Regiones XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica dentro de estos cuatros sistemas.

#### 3.1. Generación eléctrica

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En los Sistemas Interconectados como el SIC o el SING existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todos los traspasos de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, agregando el peaje de subtransmisión. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

El precio obtenido de las licitaciones de suministro al que las generadoras venden energía a las distribuidoras está establecido por contratos de largo plazo entre las partes. Estos contratos entraron en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010.

En los Sistemas Medianos de Edelayesen, como son Aysén, Palena y Carrera, existen una serie de condiciones que los diferencian de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente). En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados por un Estudio específico realizado cada cuatro años.

### 3.2. Transmisión y subtransmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican según el tamaño y capacidad de sus redes en tres grupos: Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión adicional, existen instalaciones con acceso abierto e instalaciones que no tienen esta característica, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recuperar los costos asociados a la operación de dichos activos.

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>80% pagado por generadoras en base a inyección esperada.</li> <li>20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados.</li> </ul> <p><u>Área No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>De acuerdo a los flujos esperados.</li> </ul>
Subtransmisión	Peajes fijados por la CNE cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención de las instalaciones más las pérdidas eficientes.
Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.

El Área de Influencia Común ("AIC") es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización.

### 3.3. Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV, mientras que la oferta a voltajes mayores se entiende como transmisión.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente, tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora), debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

#### **a) Clientes Regulados**

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- Precio Nudo Equivalente: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía. El Sistema de Transmisión Troncal se divide en dos zonas, un Área de Influencia Común (AIC), la que es financiada en 80% por las inyecciones (generación) y en 20% por los retiros (clientes). Las instalaciones troncales que no pertenecen al AIC se financiarán entre inyecciones y retiros, según el sentido de los flujos esperados.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la Comisión Nacional de Energía ("CNE"), en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras reales, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación.

#### **b) Clientes Libres**

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada igual o superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluyen aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes han optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

#### **c) Otros Servicios Asociados a la Distribución**

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados a la distribución eléctrica (SSAA), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD. Durante el año 2009 se publicaron las nuevas tarifas de los SSAA, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de VAD del año 2012.

### 3.4. Marco regulatorio

#### 3.4.1. Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97. Las últimas modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, fueron introducidas por la Ley N°19.940 de marzo de 2004 ("Ley Corta I") y por la Ley N°20.018 de mayo de 2005 ("Ley Corta II").

Los aspectos principales de la legislación establecen que el costo de la energía para el consumidor final es una combinación del precio de generación y transporte, más un cargo único por el uso del sistema de transmisión, más los peajes de subtransmisión y el VAD.

#### 3.4.2. Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación y transmisión. Los principales cambios introducidos por esta ley fueron:

**a) Nuevo régimen para los sistemas de transmisión:** Se reconocen tres tipos de instalaciones de transmisión diferentes, dependiendo principalmente del tamaño y capacidad de sus redes: (a) Transmisión Troncal, (b) Subtransmisión y (c) Transmisión Adicional. Los dos primeros serán de acceso abierto y con tarifas reguladas.

- **Transmisión Troncal:** El peaje por uso del Sistema de Transmisión Troncal es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, y considera la anualidad del valor de inversión ("AVI"), con una tasa de retorno del valor de inversión ("VI") considerando la vida útil de los activos y la recuperación de los costos de operación y mantenimiento ("COMA"). El VI y el COMA, así como sus fórmulas de indexación, son determinados cada cuatro años en el Estudio de Transmisión Troncal, el que identifica además ampliaciones y nuevas obras necesarias en el Sistema de Transmisión Troncal.

Los proyectos de ampliación son asignados al dueño del activo a ser ampliado, y los ingresos se ajustan cuando la ampliación entra en servicio y las nuevas obras requeridas son adjudicadas en procesos de licitación abierta al licitante que ofrezca el menor cargo por peaje por los siguientes 20 años.

El 80% de las tarifas son de cargo de las empresas generadoras que se encuentren dentro del AIC a prorrata del uso. El 20% restante son de cargo de las empresas distribuidoras y/o de los clientes no regulados también a prorrata del uso. Los pagos por peaje que hagan las empresas de servicio público de distribución eléctrica se traspasarán íntegramente a sus clientes regulados.

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión será calculado considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por Consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emitirá un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.
- **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adicionales las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.

- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Los Centros de Despacho Económico de Carga deberán operar, administrar y valorizar la prestación de servicios complementarios para organizar la operación confiable y económica del sistema eléctrico.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

### 3.4.3. Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación. Los principales cambios introducidos fueron:

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.
- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.



#### 3.4.4. Organismos reguladores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la CNE, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas funciones corresponden a labores de tipo fiscalizadora y reguladora.

- a) **Comisión Nacional de Energía (“CNE”)**: Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”)**: Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía**: Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)**: Organismos integrados por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión, que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico.



#### 4. Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera

Hasta el ejercicio 2009 la Sociedad emitió sus estados financieros de acuerdo con los Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile (en adelante, "PCGA chilenos"). A partir de 01 de enero de 2010 la Sociedad emite sus estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante IFRS).

Las cifras incluidas en estos estados financieros referidas al año 2009 han sido reconciliadas para ser presentadas con los mismos principios y criterios aplicados en el año 2010.

Las reglas para la adopción por primera vez de las IFRS se exponen en la IFRS1 "Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera".

IFRS 1, por lo general exige aplicación retrospectiva completa de las normas e interpretaciones vigentes a la fecha de la primera emisión de informes. Sin embargo, la IFRS 1 permite ciertas exenciones en la aplicación de normas, en particular a períodos anteriores, para ayudar a las empresas con el proceso de transición.

La Sociedad aplicó las siguientes exenciones:

- a) **Combinaciones de negocios:** No se remedirán las adquisiciones realizadas antes del 01 de enero de 2009.
- b) **Costo atribuido:** Se utiliza la retasación previa de todos los componentes de propiedad, planta y equipo, así como los intangibles, distintos de plusvalía comprada como costo atribuido.
- c) **Obligaciones con el público:** Basada en la valorización a una fecha particular derivada de la oferta de compra por la Sociedad, estos pasivos quedarán valorizados a su valor razonable, en consistencia con el valor reconocido por su matriz.
- d) **Beneficios a empleados:** Reconocer en resultados acumulados, todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas a la fecha de transición a IFRS.

A continuación se presenta la conciliación del patrimonio neto, resultado, y efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2009 entre criterios contables chilenos e IFRS:

	M\$
Patrimonio PCGA Chile al 01/01/09	79.151.288
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	55.931.142
Tasación de servidumbres (1)	4.715.291
Valor actuarial IAS (6)	(387.366)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(912.310)
Valor Bonos según valor razonable (5)	(1.208.580)
Provisión de dividendo (7)	(1.702.204)
Impuestos diferidos	(9.236.111)
Otros	29.403
Total ajustes a NIIF	47.229.265
Patrimonio bajo criterio NIIF al 01/01/2009	126.380.553

<b>Patrimonio PCGA Chile al 31/12/09</b>	<b>72.877.729</b>
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	55.931.142
Tasación de servidumbres (1)	4.715.291
Valor actuarial IAS (6)	(387.366)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(912.310)
Valor Bonos según valor razonable (5)	(1.208.580)
Provisión de dividendo (7)	(2.271.836)
Impuestos diferidos	(9.236.111)
Corrección monetaria del patrimonio (3)	1.784.285
Otros	29.403
Diferencia de cambio asociada	(1.041)
Ajuste resultados NIIF	148.203
Total ajustes a NIIF	48.591.080
<b>Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/12/2009</b>	<b>121.468.809</b>

<b>Resultado PCGA Chile al 31/12/09</b>	<b>7.572.785</b>
Elimina corrección monetaria (3)	154.047
Variación depreciación (1)	(2.036.285)
Variación IAS (6)	46.607
Activación de intereses	59.502
Elimina amortización de intangibles (2) (4)	1.851.083
Ajuste amortización Bonos (5)	123.089
Diferencia en venta de Propiedad, Planta y Equipo	(227.220)
Impuestos diferidos	177.686
Otros	(306)
Total ajustes a NIIF	148.203
<b>Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF al 31/12/09</b>	<b>7.720.988</b>

<b>Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, PCGA chilenos</b>	<b>6.130.718</b>
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(26.318)
<b>Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, NIIF</b>	<b>6.104.400</b>

<b>Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, PCGA chilenos</b>	<b>13.408.768</b>
C. Monetaria actividades de la operación	545.283
C. Monetaria actividades de financiamiento	(38.104)
C. Monetaria actividades de inversión	(197.313)
Eliminación C. Monetaria	(309.866)
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(35.969)
<b>Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, NIIF</b>	<b>13.372.799</b>

Principales ajuste aplicados:

- 1) Tasación como costo atribuido de Propiedades, planta y equipo e intangibles distintos de plusvalía comprada:** El costo atribuido de los bienes de Propiedades, planta y equipo e intangibles distintos de plusvalía fueron registrados, según una retasación previa. La medición y registro posterior se realiza al costo menos la depreciación o amortización acumulada y deterioros acumulados, acogiéndose a la exención presentada en la NIIF 1.
- 2) Amortización de Intangibles identificables y de carácter indefinido (servidumbres):** Bajo PCGA chilenos este tipo de intangibles eran amortizados en un plazo máximo de 40 años. En IFRS no se requiere la amortización sistemática de estos intangibles, siendo necesario únicamente realizar en forma anual o en cualquier momento en el que exista un indicio de que el activo puede haber deteriorado su valor, una evaluación de su valor en libros.

- 3) **Corrección monetaria:** Se elimina la corrección monetaria reconocida de acuerdo a PCGA chilenos, pues bajo IFRS ajustes por inflación sólo son aceptados en países hiperinflacionarios. Chile no califica como un país hiperinflacionario, de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias".
- 4) **Plusvalía comprada:** La plusvalía comprada o menor valor representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida.
- Bajo PCGA chilenos la plusvalía comprada se amortiza linealmente en un periodo de tiempo que considera, entre otros aspectos, la naturaleza de la inversión, y el plazo de retorno de la inversión, y que en ningún caso puede superar los 20 años.
- En IFRS no se considera que exista una amortización sistemática de este rubro, sino que es revisado anualmente para determinar si existe o no deterioro o eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado.
- El deterioro es determinado, para la plusvalía, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionado el menor valor.
- 5) **Obligaciones con bancos y con el público:** Los créditos, préstamos y obligaciones con el público son inicialmente reconocidos al valor razonable. Lo anterior, como consecuencia del reconocimiento de esa partida en la Matriz a valor justo a su fecha de compra. Luego del reconocimiento inicial, los créditos que devengan intereses y préstamos son medidos al costo amortizado usando el método de la tasa efectiva de interés.
- 6) **Beneficios al personal:** Corresponde a ajuste originado por la metodología de cálculo establecida en NIC 19.
- 7) **Dividendos mínimos:** El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.
- 8) **Eliminación de cuentas complementarias de impuesto diferidos:** De acuerdo a NIIF cualquier diferencia entre el valor contable y tributario de un activo o pasivo representa la existencia de un impuesto diferido que debe registrarse en el estado de situación financiera. Bajo PCGA en Chile la determinación de los impuestos diferidos sigue un esquema similar, excepto porque los PCGA en Chile permitían contabilizar el efecto de la primera aplicación de los impuestos diferidos contra una cuenta complementaria del estado de situación financiera. Dichos activos (pasivos) complementarios eran amortizados contra resultado en los períodos estimados de reverso de la diferencia temporal que le dio origen, lo cual origina una diferencia con las NIIF que debió ser ajustada en el proceso de adopción.

## 5. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009, es el siguiente:

<b>Efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>	<b>01-01-2009 M\$</b>
Efectivo en Caja	1.066.671	680.829	744.597
Saldo en Bancos	565.275	1.227.669	1.005.296
Otros instrumentos de renta fija	4.480.716	11.464.301	252.430
<b>Totales</b>	<b>6.112.662</b>	<b>13.372.799</b>	<b>6.104.400</b>

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como fondos mutuos, bonos de empresas y otros instrumentos de renta fija de plazo inferior a 3 meses, que son tomados por la Sociedad de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

- b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

<b>Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo</b>	<b>Moneda</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>	<b>01-01-2009 M\$</b>
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	6.013.394	13.241.282	6.088.377
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	99.268	131.517	16.023
<b>Totales</b>		<b>6.112.662</b>	<b>13.372.799</b>	<b>6.104.400</b>

## 6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	17.892.415	1.526.290	13.823.780	787.075	15.956.744	137.529
Otras cuentas por cobrar, bruto	7.443.503	294.490	7.592.810	199.663	4.964.624	911.076
<b>Totales</b>	<b>25.335.918</b>	<b>1.820.780</b>	<b>21.416.590</b>	<b>986.738</b>	<b>20.921.368</b>	<b>1.048.605</b>

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	15.764.211	1.526.290	13.081.796	787.075	15.186.415	137.529
Otras cuentas por cobrar, neto	6.521.471	294.490	6.892.052	199.663	4.664.999	911.076
<b>Totales</b>	<b>22.285.682</b>	<b>1.820.780</b>	<b>19.973.848</b>	<b>986.738</b>	<b>19.851.414</b>	<b>1.048.605</b>

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2010 es de M\$24.106.462, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 20.960.586 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 20.900.019.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza. Otro aspecto importante que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad de acuerdo con lo que establece la ley, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2010 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 300 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas
	Miles	%
Residencial	279	47%
Comercial	12	13%
Industrial	2	24%
Otros	7	15%
<b>Total</b>	<b>300</b>	<b>100%</b>

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad, fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) El importe de los activos que estarían en mora si sus condiciones no hubieran sido renegociadas al 31 de diciembre de 2010 es de M\$1.002.623, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$2.233.462 y al 01 de enero de 2009 es de M\$1.465.417.
- d) Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31-12-10	31-12-09	01-01-09
	Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	4.693.317	4.464.957	5.943.870
Con vencimiento entre tres y seis meses	572.703	641.839	953.816
Con vencimiento entre seis y doce meses	336.165	229.095	366.337
Con vencimiento mayor a doce meses	28.850	160.413	175.769
<b>Total</b>	<b>5.631.035</b>	<b>5.496.304</b>	<b>7.439.792</b>

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad:

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	-	33%
181 a 270	40%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, resultando en una provisión menor a la indicada.

- e) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2009</b>	<b>1.069.954</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	454.913
Montos castigados	(82.125)
<b>Saldo al 31 de diciembre 2009</b>	<b>1.442.742</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	1.608.612
Montos castigados	(1.118)
<b>Saldo al 31 diciembre de 2010</b>	<b>3.050.236</b>

El valor libro de los deudores y cuentas por cobrar representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos.

## 7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

### 7.1. Accionistas

El detalle de los accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Lagos III S.A.	145.433.448	7.320.756.496.649	7.320.901.930.097	99,0036%
Villiger Klein, Lidia Blanca	897.205	26.915.252.795	26.916.150.000	0,3640%
Inversiones Los Rios Ltda.	648.056	19.441.031.944	19.441.680.000	0,2629%
Municipalidad de Bulnes	260.332	7.809.699.668	7.809.960.000	0,1056%
Municipalidad de Nueva Imperial	116.696	3.500.763.304	3.500.880.000	0,0473%
Villagran Correa, Jorge	97.205	2.916.052.795	2.916.150.000	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.062	2.791.766.938	2.791.860.000	0,0378%
Instituto de Normalización Previsional	69.978	2.099.270.022	2.099.340.000	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.208	1.086.203.792	1.086.240.000	0,0147%
Banco del Estado de Chile	34.702	1.041.025.298	1.041.060.000	0,0141%
Otros minoritarios	98.799.204	5.978.830.699	6.077.629.903	0,0822%
<b>Total</b>	<b>246.486.096</b>	<b>7.394.336.393.904</b>	<b>7.394.582.880.000</b>	

### 7.2. Saldo y transacciones con empresas relacionadas

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

Las cuentas corrientes mercantiles pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

A la fecha de los presentes estados financieros no existen garantías otorgadas a los saldos con empresas relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas son las siguientes:

#### a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta Mercantil, Recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	-	-	1.425.041	-
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.496.000	-	1.773.560	-	-	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.319	-	2.133	-	3.506	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	309	-	415	-	165	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	-	-	319	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.624	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Inversiones Los Lagos III S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	43.538	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>							<b>1.542.790</b>	<b>-</b>	<b>1.776.108</b>	<b>-</b>	<b>1.429.031</b>	<b>-</b>

## b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	10.293	-	57.410	-	47.600	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	11.100	-	638	-	-	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	13.136	-	83	-	68.328	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Cuenta Mercantil, Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.454	-	164.527	-	164.155	-
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta Mercantil, Recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	978.195	-	1.096.843	-	-	-
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	76.996	-	-	-	55.030	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.517	-	10.762	-	7.460	-
76.073.164-1	Inversiones Los Lagos S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	999.685	-	2.249.197	-	-	-
76.024.762-6	MSIP Condor Holding SpA.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	13	-	-	-	-	-
Extranjero	Lawrence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Director Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	5.497	-	-	-
7.051.188-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	5.655	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	2.513	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	-	-	-	-
76.042.977-5	Inversiones Los Lagos Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	-	-	1.685.149	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.655	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>							<b>2.100.644</b>	<b>-</b>	<b>3.593.125</b>	<b>-</b>	<b>2.027.722</b>	<b>-</b>

## c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(178.932)	(106.638)	(53.008)
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta Mercantil	39.824	24.825	122.888
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos	(787.303)	(410.854)	(326.177)
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	-	-	10.679
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(107)	-	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Mantenimiento Sistema	(66.432)	(53.806)	(35.411)
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	34.560	(101.513)	(157.054)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta energía	(60.231)	(667.177)	(567.776)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	(64.277)	(74.524)	38.201
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(868.106)	(725.230)	(543.151)
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta Mercantil	(3.163)	70.872	103.957
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del sur S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta Mercantil	(6.432)	(1.204)	(4.174)

## 7.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En el año 2010 no correspondía elección de Directorio, por lo que se mantuvieron los mismos ejecutivos en sus cargos.

### a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones al Directorio

No existen saldos por cobrar a los Directores.

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores, para el año 2010 y 2009, por concepto de remuneración, son los siguientes:

Director	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Lawrence S. Coben	-	5.497
Pedro Pablo Errázuriz	-	5.655
Jorge Lesser García-Huidobro	-	2.513
Iván Díaz Molina	-	-
<b>Totales</b>	<b>-</b>	<b>13.665</b>

No hay otros saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores por otros conceptos.



**b) Remuneración del Directorio**

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio acordado corresponde a UF 5 a cada Director de la Sociedad para el período abril 2010 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas 2011.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla y Thomas Gray, en atención a ser estos trabajadores dependientes de las sociedades matrices extranjeras de la Sociedad, renuncian desde ya a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Frontel. Sólo los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro y Larry Coben recibirán su remuneración.

Con fecha 10 de septiembre la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Lawrence Coben. El Directorio acordó designar en su reemplazo al señor Iván Díaz Molina, quien también recibe remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2010 y de 2009 son las siguientes:

Director	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Lawrence S. Coben	7.909	4.774
Pedro Pablo Errázuriz	8.518	-
Jorge Lesser García-Huidobro	5.380	3.144
Iván Díaz Molina	427	-
Totales	22.234	7.918

**c) Compensaciones del personal clave de la gerencia**

La Sociedad cuenta actualmente con dos ejecutivos como empleados directos. Las remuneraciones de estos ejecutivos con cargo a resultados ascienden a M\$68.001 al 31 de diciembre de 2010 y M\$2.581 al 31 de diciembre de 2009.

La Sociedad tiene, para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas. Se paga un anticipo de 25% durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

**8. Inventarios**

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Clases de inventario	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	2.391.112	2.906.254	2.754.913
Materiales en tránsito	109.147	109.147	109.147
Existencias retail	304.715	398.525	35.183
Provisión por obsolescencia	(185.101)	(200.234)	(439.263)
<b>Totales</b>	<b>2.619.873</b>	<b>3.213.692</b>	<b>2.459.980</b>

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.  
El detalle de los inventarios utilizados y reconocidos como gasto es el siguiente:

<b>Inventarios utilizados durante el período según gasto</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Materias primas y consumibles utilizados	2.010.624	1.774.820
Otros gastos por naturaleza (*)	950.925	561.491
<b>Totales</b>	<b>2.961.549</b>	<b>2.336.311</b>

(\*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta de inventarios al 31 de diciembre de 2010 ascienden a M\$3.527.028 (M\$2.326.242 en 2009) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2010 ascienden a M\$350.901 (M\$495.375 en 2009).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M\$35.234 para el año 2010, M\$30.617 para el año 2009.

## 9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>	<b>01-01-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Impuesto renta por recuperar	578.922	-	-
Otros	-	7.604	62.074
<b>Totales</b>	<b>578.922</b>	<b>7.604</b>	<b>62.074</b>

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>	<b>01-01-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Impuesto a la renta	-	252.651	170.759
Iva Débito fiscal	782.199	362.188	841.515
Otros	10.327	9.294	7.365
<b>Totales</b>	<b>792.526</b>	<b>624.133</b>	<b>1.019.639</b>

## 10. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Activos intangibles neto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
<b>Activos intangibles identificables, neto</b>	<b>4.742.092</b>	<b>4.745.582</b>	<b>4.749.072</b>
Servidumbres	4.738.235	4.738.235	4.738.235
Software	3.857	7.347	10.837

Activos intangibles bruto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
<b>Activos intangibles identificables, bruto</b>	<b>4.750.527</b>	<b>4.764.318</b>	<b>4.764.320</b>
Servidumbres	4.738.235	4.750.235	4.750.237
Software	12.292	14.083	14.083

Amortización activos intangibles	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
<b>Activos intangibles identificables, bruto</b>	<b>(8.435)</b>	<b>(18.736)</b>	<b>(15.248)</b>
Servidumbres	-	(12.000)	(12.002)
Software	(8.435)	(6.736)	(3.246)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

Movimiento año 2010	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres Neto	Activos Intangibles, neto
<b>Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>7.347</b>	<b>4.738.235</b>	<b>4.745.582</b>
Movimiento Adiciones	-	-	-
Retiros	-	-	-
Gastos por amortización	(3.490)	-	(3.490)
<b>Total movimientos</b>	<b>(3.490)</b>	<b>-</b>	<b>(3.490)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>3.857</b>	<b>4.738.235</b>	<b>4.742.092</b>

Movimiento año 2009	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres Neto	Activos Intangibles, neto
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2009</b>	<b>10.837</b>	<b>4.738.235</b>	<b>4.749.072</b>
Movimiento Adiciones	-	-	-
Retiros	-	-	-
Gastos por amortización	(3.490)	-	(3.490)
<b>Total movimientos</b>	<b>(3.490)</b>	<b>-</b>	<b>(3.490)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>7.347</b>	<b>4.738.235</b>	<b>4.745.582</b>

Los derechos de servidumbre se presentan a costo adquirido, y a partir de la fecha de transición a costos histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los derechos de servidumbre y software, a la fecha de transición a IFRS, fueron revaluados por tasadores independientes y los adquiridos a partir de esa fecha se presentan al costo de adquisición.

El período de explotación de los derechos de servidumbre, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con vida útil indefinida y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" de los Estados financieros integrales.

## 11. Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Rut	Compañía	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.169	23.990.169	23.990.169
	<b>Totales</b>	<b>23.990.169</b>	<b>23.990.169</b>	<b>23.990.169</b>

La plusvalía comprada, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente, la Sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de que dispone la Administración de la Sociedad, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor.

## 12. Propiedades, Planta y Equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>119.658.939</b>	<b>116.265.200</b>	<b>114.885.477</b>
Construcción en Curso	11.936.929	9.254.445	4.275.953
Terrenos	1.530.662	1.530.662	1.588.390
Edificios	1.447.992	1.345.176	1.568.144
Planta y Equipo	102.273.601	102.206.674	105.176.431
Equipamiento de Tecnologías de la Información	344.308	74.915	118.567
Instalaciones Fijas y Accesorios	99.483	114.638	136.439
Vehículos de Motor	828.432	1.034.047	1.042.128
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.197.532	704.643	979.425

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>143.290.394</b>	<b>137.304.060</b>	<b>132.093.414</b>
Construcción en Curso	11.936.929	9.254.445	4.275.953
Terrenos	1.530.662	1.530.662	1.588.390
Edificios	2.145.111	2.011.413	2.334.519
Planta y Equipo	123.855.246	120.351.930	119.749.410
Equipamiento de Tecnologías de la Información	453.700	402.926	407.055
Instalaciones Fijas y Accesorios	247.717	269.791	267.918
Vehículos de Motor	1.186.442	1.259.524	1.277.957
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.934.587	2.223.369	2.192.212

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(23.631.455)</b>	<b>(21.038.860)</b>	<b>(17.207.937)</b>
Edificios	(697.119)	(666.237)	(766.375)
Planta y Equipo	(21.581.645)	(18.145.256)	(14.572.979)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(109.392)	(328.011)	(288.488)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(148.234)	(155.153)	(131.479)
Vehículos de Motor	(358.010)	(225.477)	(235.829)
Otros	(737.055)	(1.518.726)	(1.212.787)

El movimiento del rubro propiedades, plantas y equipos durante los períodos 2010 y 2009, es el siguiente:

Movimiento año 2010	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios,Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios,Neto	Vehículos de Motor,Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo,Neto	Propiedades,Planta y Equipo,Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	9.254.445	1.530.662	1.345.176	74.915	114.638	1.034.047	704.643	102.206.674
Adiciones	6.876.706	-	133.698	331.850	9.892	-	787.137	4.745.770
Retiros	(4.194.222)	-	-	(802)	(72)	(39.619)	(2.666)	(1.002.538)
Gastos por depreciación	-	-	(30.882)	(61.655)	(24.975)	(165.996)	(291.582)	(3.676.305)
Total movimientos	2.682.484	-	102.816	269.393	(15.155)	(205.615)	492.889	66.927
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	11.936.929	1.530.662	1.447.992	344.308	99.483	828.432	1.197.532	102.273.601

Movimiento año 2009	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios,Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios,Neto	Vehículos de Motor,Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo,Neto	Propiedades,Planta y Equipo,Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	4.275.953	1.588.390	1.568.144	118.567	136.439	1.042.128	979.425	105.176.431
Adiciones	4.978.492	-	-	-	1.873	330.612	40.850	652.868
Retiros	-	(57.728)	(194.470)	(714)	-	(215.712)	(5.596)	(9.301)
Gastos por depreciación	-	-	(28.498)	(42.938)	(23.674)	(122.981)	(310.036)	(3.613.324)
Total movimientos	4.978.492	(57.728)	(222.968)	(43.652)	(21.801)	(8.081)	(274.782)	(2.969.757)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	9.254.445	1.530.662	1.345.176	74.915	114.638	1.034.047	704.643	102.206.674

La Sociedad ha mantenido una política de realizar todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a las mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

#### Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución y subtransmisión fueron revalorizadas al 31 de diciembre de 2008, valores que se utilizaron como costo adquirido a la fecha de transición a IFRS.
- Con fecha 27 de febrero de 2010, se produjo un terremoto que afectó a gran parte del territorio nacional y específicamente, a parte de la zona de influencia de la Sociedad. A partir del 03 de marzo de 2010, el Sistema Eléctrico de la Sociedad estaba en condiciones de otorgar suministro al 60% de sus clientes, porcentaje que aumentó a más del 90% a partir del 10 de marzo. Al 31 de marzo, ese porcentaje era de un 99,87%, lo que implicaba 395 clientes sin acceso a suministro.

En virtud de la información que tiene disponible la Sociedad, se realizó un cargo por deterioro equivalente al 0,2% del valor total de la red de Frontel de M\$651.231. El cargo a resultados por este concepto fue de M\$ 454.459. El saldo por un valor de M\$196.772, fue cargado a la cuenta patrimonial "Ganancias (pérdidas)". El valor indicado corresponde al mayor valor de la tasación utilizada como costo adquirido, respecto de PCGA anteriores, de los bienes identificados como deteriorados.

- c) La depreciación de los Bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- d) La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- e) Los activos en construcción, según se explica en nota 2.10, incluyen activación de costos financieros por M\$114.484 al año terminado al 31 de diciembre de 2010 y de M\$59.502 por el año terminado al 31 de diciembre de 2009 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$538.890 al año terminado al 31 de diciembre de 2010 y de M\$555.850 al año terminado al 31 de diciembre de 2009.
- f) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

### 13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

#### 13.1. Impuesto a la renta

- a) El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados correspondiente a los años 2010 y 2009, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	240.065	977.592
Otro gasto por impuesto corriente	828	1.632
<b>Gasto por impuestos corrientes, neto, total</b>	<b>240.893</b>	<b>979.224</b>
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	162.301	714.603
<b>Gasto por impuestos diferidos, neto, total</b>	<b>162.301</b>	<b>714.603</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>403.194</b>	<b>1.693.827</b>

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la Ganancia (pérdida) antes de impuestos, y al período septiembre 2010 y septiembre 2009 es la siguiente:

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	3.769.019	9.414.815
<b>(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (17%)</b>	<b>(640.733)</b>	<b>(1.600.519)</b>
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	25.802	1.901
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(66.835)	(95.857)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	-	(329)
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	3.543
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	38.052	-
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(533)	-
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	227.687	(1.085)
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	13.366	(1.481)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	-	-
<b>Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal</b>	<b>237.539</b>	<b>(93.308)</b>
<b>(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva</b>	<b>(403.194)</b>	<b>(1.693.827)</b>
<b>Tasa Impositiva Efectiva</b>	<b>10,70%</b>	<b>17,99%</b>

Con fecha 29 de julio de 2010 se promulgó la ley N.20.455, "Modifica diversos cuerpos legales para obtener recursos destinados al financiamiento de la reconstrucción del país", la cual fue publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio de 2010. Esta ley, entre otros aspectos, establece un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en dichos años respecto a los calculados a la tasa vigente para el año comercial 2010 de 17%, han llevado a que la Sociedad reconozca un menor gasto por impuesto a las ganancias de M\$14.195 al 31 de diciembre 2010.

### 13.2. Impuesto diferido

- a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 01 enero de 2009 es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos			Pasivos por Impuestos		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	-	8.681.167	8.155.898	7.343.302
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	53.185	26.233	46.879	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	557.913	245.267	181.891	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	81.576	69.746	62.405	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	33.966	34.040	74.675	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	59.393	60.485	12.075	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	125.143	133.200	152.159	2.292	4.714	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	125.745	95.578	81.502	-	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	41.124	94.425	52.544	143	158	8.021
Impuestos diferidos relativos a Derivados	34.543	-	-	-	-	-
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>1.112.588</b>	<b>758.974</b>	<b>664.130</b>	<b>8.683.602</b>	<b>8.160.770</b>	<b>7.351.323</b>

- b) El movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación en el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2009</b>	<b>664.130</b>	<b>7.351.323</b>
Incremento (decremento)	94.844	809.447
Otros incrementos (decrementos)	-	-
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>758.974</b>	<b>8.160.770</b>
Incremento (decremento)	353.614	522.832
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>1.112.588</b>	<b>8.683.602</b>

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración de la Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras cubren lo necesario para recuperar esos activos.

#### 14. Otros Pasivos Financieros

Los Otros Pasivos Financieros están compuestos sólo por los préstamos que devengan interés.

Préstamos que devengan interés

- a) El detalle corriente y no corriente de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	3.335.722	10.719.200	29.106	10.457.526	-	-
Derivado (*)	166.610	-	-	-	-	-
Bonos	1.430.131	17.777.456	1.408.812	18.549.408	1.456.264	20.226.709
<b>Totales</b>	<b>4.932.463</b>	<b>28.496.656</b>	<b>1.437.918</b>	<b>29.006.934</b>	<b>1.456.264</b>	<b>20.226.709</b>

(\*) Ver nota 15.2.7

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente (no existían saldos por este concepto al 1 de enero de 2009):

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	UF	anual	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	11.985	11.985	10.719.200	-	10.719.200
Chile	USD	anual	1,95%	Sin Garantía	-	-	-	3.323.737	3.323.737	-	-	-
				Totales	-	-	-	3.335.722	3.335.722	10.719.200	-	10.719.200

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		al 31-12-2009 M\$	1 a 5 años M\$	
Chile	UF	anual	1,84%	Sin Garantía	-	-	-	29.106	29.106	10.457.526	-	10.457.526
				Totales	-	-	-	29.106	29.106	10.457.526	-	10.457.526

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2010					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	11.985	11.985	10.719.200	-	10.719.200
FRONTEL	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	1,95%	ANUAL	-	3.323.737	3.323.737	-	-	-
<b>Totales</b>						-	<b>3.335.722</b>	<b>3.335.722</b>	<b>10.719.200</b>	-	<b>10.719.200</b>

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2009					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	1,84%	SEMESTRAL	-	29.106	29.106	10.457.526	-	10.457.526
<b>Totales</b>						-	<b>29.106</b>	<b>29.106</b>	<b>10.457.526</b>	-	<b>10.457.526</b>



- d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	UF	semestral	1,49%	Sin Garantía	-	-	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456
				Totales	-	-	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2009 M\$
Chile	UF	semestral	1,49%	Sin Garantía	-	-	-	1.408.812	1.408.812	5.983.680	12.565.728	18.549.408
				Totales	-	-	-	1.408.812	1.408.812	5.983.680	12.565.728	18.549.408

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 01-01-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 01-01-2009 M\$
Chile	UF	semestral	1,49%	Sin Garantía	-	-	-	1.456.264	1.456.264	-	20.226.709	20.226.709
				Totales	-	-	-	1.456.264	1.456.264	-	20.226.709	20.226.709

- e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2010					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	1,49%	Sin Garantía	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456
Totales					-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2009					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	1,49%	Sin Garantía	-	1.408.812	1.408.812	5.983.680	12.565.728	18.549.408
Totales					-	1.408.812	1.408.812	5.983.680	12.565.728	18.549.408

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	01 de enero 2009					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	1,49%	Sin Garantía	-	1.456.264	1.456.264	-	20.226.709	20.226.709
Totales					-	1.456.264	1.456.264	-	20.226.709	20.226.709

- f) Colocación de bonos

Con fecha 15 de julio de 2005, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie A con cargo a la Línea número 416, aprobada por la Superintendencia de Valores y Seguros por un monto total de UF 1.000.000.

Los costos de colocación y menor valor de colocación asociados a estos instrumentos se presentan en el rubro Otros Pasivos Financieros Corriente y no Corriente y se amortizan según el método de la tasa de interés efectiva.

**g) Otros aspectos**

Las deudas de la Sociedad incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones relacionadas con el mantenimiento de sus activos esenciales (líneas e instalaciones de distribución de la Sociedad, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos). Los contratos regulan los flujos entre compañías relacionadas por conceptos de créditos, con excepción de aquellos con transacciones que están directamente relacionadas con el giro del negocio. Los contratos también regulan la entrega de fianzas, codeudas solidarias, avales o cualquier garantía personal a terceros distintos de las empresas del grupo.

**Ratios financieros**

En la Sociedad:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE no superior a 1,25 veces.

- Deuda Financiera Neta/EBITDA: Mantener al final de cada trimestre un ratio menor a 3,5 cinco veces medido sobre estados financieros.

Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad ha dado cumplimiento a estas restricciones.

## **15. Política de Gestión de Riesgos**

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesta Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. son los siguientes:

### **15.1. Riesgo de negocio**

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

Adicionalmente existen riesgos financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

#### **15.1.1 Riesgo Regulatorio**

##### **a) Cambio de la regulación**

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las Sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Durante el año 1999 se introdujeron dos importantes modificaciones a la regulación eléctrica. En primer lugar, se establecieron ciertas obligaciones para los generadores respecto al suministro eléctrico en situaciones de desabastecimiento originadas por fallas prolongadas en centrales térmicas o en sequías (Art. 99 bis del DFL N° 1). En segundo lugar, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como la "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente. En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

Actualmente, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar mayores avances en su tramitación.

Se espera que en el corto plazo sea presentado un nuevo proyecto de modificación relacionado con el fomento de la eficiencia energética mediante el desarrollo e implementación de redes inteligentes (smart grid).

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

#### **b) Fijación de tarifas de distribución**

En la medida que aumenta el consumo y se van produciendo economías de escala, las tarifas de distribución tienden a disminuir, lo que ha ocurrido principalmente en las fijaciones tarifarias de distribución de estos últimos años.

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre.

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelayesen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

#### **c) Contratos de suministro**

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Por otra parte, el suministro a partir del año 2010 ya está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro estarán vigentes a partir de 2010 y tendrán una duración de 10 años.

#### **d) Abastecimiento de energía**

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2010 – 2012).

## **15.2 Riesgo financiero**

La exposición a variaciones de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 89% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

Por otro lado, cerca del 57% de la deuda financiera está a tasa fija, un 32% a tasa variable y un 11% a tasa variable pero protegida por Cross Currency Swap, de acuerdo con lo que se indica en el párrafo siguiente.

Con fecha 3 de septiembre de 2010, la Sociedad suscribió una deuda en USD a tasa variable Libor por MUSD 7.056 (M\$3.323.737 al 31.12.10). Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasa final de 0,95 + UF).

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad es menor.

### **15.2.1 Tipo de cambio**

La Sociedad que opera en moneda funcional peso realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

Al 31 de diciembre la Sociedad tiene un crédito en USD de MUSD 7.056 (M\$3.323.737 al 31.12.10), la exposición de moneda se encuentra acotada a través de un Cross Currency Swap (ver nota 15.2).

### **15.2.2 Variación UF**

El 89% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad.

De los ingresos de la Sociedad un 89% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPMN. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

### **15.2.3 Tasa de interés**

En la actualidad el 68% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto de la TAB a la fecha de presentación de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM\$ 109 durante el año 2010. Para este análisis no se considero el crédito en USD que a partir de septiembre tomó la Sociedad, debido a que el riesgo de tasa de interés está cubierto con un instrumento de derivado. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

	31/12/2010	31/12/2009
Tasa Interés Variable	32%	35%
Tasa Interés Protegida	11%	0%
Tasa Interés Fija	57%	65%

#### 15.2.4 Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante créditos bancarios y bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Sociedad.

Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 junto a la relacionada Saesa, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta Diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

#### 15.2.5 Riesgo de Crédito

La Sociedad tiene como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

##### Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 ó 24 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera

cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

Para medir el riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad:

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	0%	33%
181 a 270	40%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importante o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

#### Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

#### 15.2.6 Instrumentos financieros por categoría

Según categoría los activos y pasivos por instrumentos financieros son los siguientes:

##### a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	24.106.462	-	-	24.106.462
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	1.542.790	-	-	1.542.790
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	6.112.662	-	-	-	6.112.662
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	20.960.586	-	-	20.960.586
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	1.776.108	-	-	1.776.108
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	13.372.799	-	-	-	13.372.799
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

al 1 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	20.900.019	-	-	20.900.019
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	1.429.031	-	-	1.429.031
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	6.104.400	-	-	-	6.104.400
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

## b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	33.262.509	-	-	33.262.509
Derivado	-	166.610	-	-	166.610
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	10.623.061	-	-	10.623.061
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	2.100.044	-	-	2.100.044

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	30.444.852	-	-	30.444.852
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	13.309.027	-	-	13.309.027
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	3.593.125	-	-	3.593.125

al 1 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	21.682.973	-	-	21.682.973
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	10.469.873	-	-	10.469.873
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	2.027.722	-	-	2.027.722

## 15.2.7 Instrumentos derivados

La Sociedad, siguiendo su política de gestión de riesgos financieros suscribe contratos de derivados para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés y moneda (tipo de cambio).

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto del peso o la UF, producto de obligaciones existentes en monedas distintas al peso o a la UF. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden principalmente a Cross Currency Swaps.

Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja".

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	31.12.2010	31.12.2009	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps	166.610	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Total	166.610	-			

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad de las coberturas.

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros



## 15.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

### a) Valor Justo de instrumentos financieros contabilizados a Costo Amortizado.

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos Financieros - al 31.12.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Inversiones mantenidas al costo amortizado:</b>		
Efectivo en caja	1.066.671	1.066.671
Saldo en Bancos	565.275	565.275
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	22.285.682	22.285.682

Pasivos Financieros - al 31.12.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:</b>		
Deuda Bancaria	14.054.922	14.066.429
Bonos	19.207.587	18.410.087
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10.623.061	10.623.061

### b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Justo

El Valor Justo de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología.

- El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).
- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez. La valorización realizada no considera la alternativa de prepago que poseen estos bonos.
- El Valor Justo de la Deuda Bancaria y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

### c) Reconocimiento de mediciones a Valor Justo en los Estados Financieros:

El reconocimiento del valor justo en los Estados Financieros se realiza de acuerdo con los siguientes niveles:

Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.

Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).

Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

## 16. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Proveedores por compra de energía	7.447.686	11.152.303	8.876.613
Cuentas por pagar bienes y servicios	2.755.556	1.870.417	1.337.291
Dividendos por pagar a terceros	18.287	37.478	27.310
Cuentas por pagar instituciones fiscales	88.730	92.664	70.939
Otras cuentas por pagar	312.802	156.165	157.720
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>10.623.061</b>	<b>13.309.027</b>	<b>10.469.873</b>

## 17. Provisiones

### 17.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	421.744	410.273	367.087
Provisión por beneficios anuales	1.062.170	941.365	810.734
<b>Totales</b>	<b>1.483.914</b>	<b>1.351.638</b>	<b>1.177.821</b>

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2010 y a 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Provisiones	Por beneficios a los empleados
<b>Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>1.351.638</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	1.162.979
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(55.666)
Provisión utilizada	(975.037)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>132.276</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>1.483.914</b>

Provisiones	Por beneficios a los empleados
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2009</b>	<b>1.177.821</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	96.624
Incremento (decremento) en provisiones existentes	810.190
Provisión utilizada	(732.997)
Reversos de provisión no utilizada	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>173.817</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>1.351.638</b>

## 17.2. Otras provisiones

- a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	217.697	548.947	302.897
<b>Totales</b>	<b>217.697</b>	<b>548.947</b>	<b>302.897</b>

- b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2010 y a 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales
<b>Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>548.947</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	97.104
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	9.157
Provisión utilizada	(119.746)
Reversos de provisión no utilizada.	(317.765)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(331.250)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>217.697</b>

Provisiones	Por reclamaciones legales
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2009</b>	<b>302.897</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	204.732
Incremento (decremento) en provisiones existentes	48.555
Provisión utilizada	(7.237)
Reversos de provisión no utilizada	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>246.050</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>548.947</b>

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

- a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009, es el siguiente:

	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	1.812.320	1.457.185	1.467.420
<b>Totales</b>	<b>1.812.320</b>	<b>1.457.185</b>	<b>1.467.420</b>

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Provisiones no corriente, Indemnización por años de servicio	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2009</b>	<b>1.467.420</b>
Provisión del período	55.796
Pagos en el período	(66.031)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>1.457.185</b>
Provisión del período	401.965
Pagos en el período	(46.830)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>1.812.320</b>

- c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H/RV 2009 M

- d) De acuerdo con lo indicado en la política de reconocimiento de beneficios a los empleados (por IAS), la Sociedad revisó la tasa de descuento utilizada para determinar el valor actuarial de estos beneficios. La tasa resultante para el año 2010 fue de 4,05%, lo que implicó un mayor pasivo por M\$120.356 (respecto de utilizar la tasa del 5% del año anterior), equivalente a un 7,11% de la obligación total. El efecto fue cargado a resultados del año.

## 17.4. Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros, los juicios y multas más relevantes son los siguientes:

### 17.4.1. Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesales	Monto M\$
1 Juzgado Civil de Santiago	8.156-2003	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Carrasco con FRONTEL)	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	21.456
8° Juzgado de letras de Santiago	10.500-2006	Demanda de indemnización de perjuicios Inversiones Tierra Nueva	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	Indeterminado
2° Juzgado de letras de Temuco	1521-05	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Cariqueo con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	10.000
3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
2° Juzgado Civil de Temuco	4459-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Moreno con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	300.000
3° Juzgado civil de Temuco	4395-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Contreras con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	5.000
3° Juzgado civil de Temuco	1997-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Marín con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.000
1° Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	477.000
Juzgado de letras de Santa Juana	3808-08	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal. (Vergara con FRONTEL)	Sentencia de primer grado rechazó la demanda. Proceso pendiente en 2° instancia	21.456
6° J. Civil Santiago	40.168-2009	Reclamo de ilegalidad por multa DRV	Proceso pendiente en 1° instancia	1.128
1 Juzgado de Letras de Osorno	335-10	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Sánchez con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	115.464
2° Juzgado de Letras de Osorno	19187	Demanda de indemnización de perjuicios (Garrido Poo con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	61.000
3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	21.456
1° Juzgado Civil de Temuco	19-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Von Baer con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	21.456
Juzgado Civil de Mulchén	30830	Demanda de indemnización de perjuicios. (Tiznado con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	16.025
Juzgado Civil de Mulchén	30827	Demanda de indemnización de perjuicios (Guzmán con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	24.000
4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.903.336

Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

Para los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

### 17.4.2. Multas

Las multas cursadas a la Sociedad, y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
FRONTEL	Res. Ex. 3487 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	15.343
FRONTEL	Res. Ex. 199 de fecha 20.12.10	SEC	Falta de roce y mantenimiento.	En trámite.	9.401

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
<b>Multas pendientes de resolución de años anteriores</b>					
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.07	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso de reposición	6.769
FRONTEL	Res. Ex. 101 de fecha 12.11.08	SEC	Mantenimiento	Pago pendiente.	11.282
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.025

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros son a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

## 18. Otros Pasivos no Financieros, Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Obras FNDR	5.955.065	3.305.192	3.309.391
Otras obras de terceros	815.368	993.470	253.220
<b>Total otros pasivos no financieros corrientes</b>	<b>6.770.433</b>	<b>4.298.662</b>	<b>3.562.611</b>

Las subvenciones gubernamentales corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.2.

## 19. Patrimonio

### 19.1. Patrimonio neto de la Sociedad

#### 19.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, el capital social de Frontel asciende a M\$ 65.154.068 y al 01 de enero de 2009 asciende a M\$73.322.848. El capital está representado por 246.486.096 acciones serie A y 7.394.336.393.904 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la ley les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la ley les confiere a las acciones ordinarias pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

#### 19.1.2. Dividendos

Con fecha 26 de marzo de 2010 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo definitivo de \$ 0,00098 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo e imputó a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, lo que significará un pago total de M\$ 7.228.000 por este concepto. El dividendo señalado, se pagó a partir del día 26 de abril de 2010, a los accionistas que figuran inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad, en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N° 79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

### 19.1.3. Reservas por diferencias de conversión

El detalle de la Sociedad que presenta diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(1.587)	(1.041)

La reserva de conversión, proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la filial que tiene moneda funcional dólar.

### 19.1.4. Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 01 de enero de 2009, 31 de diciembre de 2009, y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2010

	Saldo al 1 de enero de 2010 M\$	Cambio en otras reservas		Saldo al 31 de diciembre de 2010
		Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja	
Diferencias de cambio por conversión	(1.041)	(546)	-	(1.587)
Reservas de coberturas de flujo de caja	-	-	33.773	33.773
Otras reservas varias	1.852.420	-	-	1.852.420
<b>Totales</b>	<b>1.851.379</b>	<b>(546)</b>	<b>33.773</b>	<b>1.884.606</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2009

	Saldo al 1 de enero de 2009 M\$	Cambio en otras reservas		Saldo al 31 de diciembre de 2009
		Trasposos enero a diciembre de 2009 M\$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M\$	
Diferencias de cambio por conversión	-	-	(1.041)	(1.041)
Otras reservas varias	71.687	1.780.733	-	1.852.420
<b>Totales</b>	<b>71.687</b>	<b>1.780.733</b>	<b>(1.041)</b>	<b>1.851.379</b>

Al 01 de enero de 2009 no existe valor por otras reservas.

Otras reservas varias por M\$1.852.420, está compuesta por M\$1.780.733 que corresponde a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros, y M\$71.687 corresponden a diferencias generadas por fusión de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., para reflejar los cambios en la situación financiera, con sus respectivos activos, entre el 31 de diciembre de 2001 (fecha considerada para los efectos de la preparación de los informes periciales de la Fusión) y el 30 de junio de 2002 (fecha en que se materializó la fusión).

### 19.1.5 Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 01 de enero de 2009, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2009

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
<b>Saldo Inicial al 1/01/09</b>	<b>1.813.347</b>	<b>51.172.671</b>	<b>52.986.018</b>
Realización revaluación	1.734.715	(1.734.715)	-
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	7.720.988	-	7.720.988
Dividendos (incluye provisión del período)	(6.243.644)	-	(6.243.644)
<b>Saldo final al 31/12/09</b>	<b>5.025.406</b>	<b>49.437.956</b>	<b>54.463.362</b>

Para el ejercicio 2009 (año de transición a IFRS), la utilidad distributable se determinó como la utilidad en PCGA chilenos. En 2009 la distribución de utilidades era aprobada en Junta Ordinaria de acuerdo con PCGA chilenos.

Saldos al 31 de diciembre de 2010

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
<b>Saldo Inicial al 1/01/10</b>	<b>5.025.406</b>	<b>49.437.956</b>	<b>54.463.362</b>
Realización revaluación	1.699.915	(1.699.915)	-
Transferencia y otros cambios	(164.239)	-	(164.239)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	3.365.825	-	3.365.825
Dividendos (incluye provisión del período)	(5.965.911)	-	(5.965.911)
<b>Saldo final al 31/12/10</b>	<b>3.960.996</b>	<b>47.738.041</b>	<b>51.699.037</b>

La utilidad distributable del ejercicio 2010, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2010, esto es M\$ 3.365.825.

### 19.2. Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

### 19.3. Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la nota 14 g).



## 20. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados al período diciembre 2010 y diciembre 2009, es el siguiente:

<b>Ingresos de Actividades Ordinarias</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	
<b>Venta de Energía</b>	<b>80.693.235</b>	<b>85.139.289</b>
Ventas de energía	80.693.235	85.139.289
<b>Otras Prestaciones y Servicios</b>	<b>1.887.076</b>	<b>3.839.739</b>
Apoyos	260.090	1.080.012
Arriendo de medidores	331.416	614.730
Cortes y reposición	654.789	472.887
Pagos fuera de plazo	625.338	1.315.440
Otros	15.443	356.670
<b>Total Ingresos de Actividades Ordinarias</b>	<b>82.580.311</b>	<b>88.979.028</b>

<b>Otros Ingresos, por naturaleza</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	
<b>Otros Ingresos</b>		
Construcción de obras y trabajos a terceros	2.257.486	1.498.366
Venta de materiales y equipos	1.457.493	1.048.613
Arrendamientos	294.528	316.557
Intereses Créditos y Préstamos	168.212	151.521
Ingresos Retail	1.214.830	806.450
Otros Ingresos	326.956	187.224
<b>Total Otros ingresos, por naturaleza</b>	<b>5.719.505</b>	<b>4.008.731</b>

## 21. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro al período diciembre 2010 y diciembre 2009, es el siguiente:

<b>Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	
Compras de energía y peajes	56.553.701	61.722.621
Compras de materiales	2.129.025	1.785.657
<b>Total Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>58.682.726</b>	<b>63.508.278</b>

## 22. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro al período diciembre 2010 y diciembre 2009, es el siguiente:

<b>Gastos por Beneficios a los Empleados</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	
Remuneraciones y bonos	6.569.965	5.915.290
Provisión costo de vacaciones	40.547	90.664
Otros costos de personal	731.210	710.807
Indemnización por años de servicios	480.311	453.872
Activación costo de personal	(538.890)	(555.850)
<b>Totales</b>	<b>7.283.143</b>	<b>6.614.783</b>

## 23. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al período diciembre 2010 y diciembre 2009, es el siguiente:

<b>Depreciación y Amortización</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	
Depreciaciones	4.251.395	4.141.451
Amortizaciones de Intangibles	3.490	3.490
Pérdidas por deterioro	454.459	-
<b>Totales</b>	<b>4.709.344</b>	<b>4.144.941</b>

De acuerdo con lo indicado en la Nota 12 de Propiedades Planta y Equipo, el deterioro indicado corresponde al valor de los activos retirados de la red como consecuencia del terremoto ocurrido el 27 de febrero de 2010.

## 24. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre 2010 y diciembre 2009, es el siguiente:

<b>Otros Gastos por Naturaleza</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	
Operación y Mantención Sistema Eléctrico	4.259.408	2.767.287
Mantención Medidores, Ciclo Comercial	3.379.756	3.206.176
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	253.260	271.636
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	752	925
Provisiones y Castigos	1.688.633	521.289
Gastos de Administración	1.324.863	1.287.684
Otros Gastos por Naturaleza	1.841.512	994.414
<b>Total Otros Gastos por naturaleza</b>	<b>12.748.184</b>	<b>9.049.411</b>

Como consecuencia del terremoto producido con fecha 27 de febrero de 2010, que afectó a gran parte del territorio nacional y, específicamente, a una parte de la zona de influencia de la Sociedad y su sistema eléctrico, se dispuso en forma inmediata de la máxima cantidad de recursos para regularizar sus instalaciones y otorgar suministro eléctrico a sus clientes. La reparación del sistema eléctrico en las áreas afectadas, sumado al aislamiento en que quedaron varias de ellas, implicó un mayor costo de mantenimiento del sistema, respecto de 2009. Los costos asociados al terremoto alcanzaron en la Sociedad los M\$ 1.074.766 y están registrados en la cuenta Operación y Mantención del Sistema Eléctrico.

## 25. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al período 31 de diciembre 2010 y diciembre 2009, es el siguiente:

<b>Ingresos Financieros</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	138.573	245.823
Otros ingresos financieros	39.866	95.698
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>178.439</b>	<b>341.521</b>

<b>Costos Financieros</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Gastos por préstamos bancarios	(139.697)	(131.722)
Gastos por bonos	(572.793)	(603.294)
Otros Gastos Financieros	(67.612)	(109.570)
Activación Gastos financieros	114.484	59.502
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(665.618)</b>	<b>(785.084)</b>
<b>Resultado por unidades de reajuste</b>	<b>(709.936)</b>	<b>409.390</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>1.435</b>	<b>(16.341)</b>
Positivas	1.435	-
Negativas	-	(16.341)
<b>Total Costo Financiero</b>	<b>(1.374.119)</b>	<b>(392.035)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(1.195.680)</b>	<b>(50.514)</b>

## 26. Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por la NIIF 8, Información financiera por segmentos, para ser presentado por las entidades cuyo capital o títulos de deuda se negocian públicamente o que están en proceso de la emisión de títulos de deuda pública en los mercados de valores.

Los segmentos operativos son definidos como componentes de una entidad para los cuales existe información financiera separada que es regularmente utilizada por la Administración para la toma de decisiones, como asignar recursos y para evaluar el desempeño.

El negocio de la Sociedad es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados a nivel de la Matriz (Inversiones Eléctricas del Sur S.A.).

En virtud de lo anterior, la Sociedad no presenta separación por segmentos de negocio.

## 27. Hechos Posteriores

Con fecha 16 de enero de 2011, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Presidente y Director de la Sociedad del señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, cesando en su cargo de conformidad a lo señalado en el artículo 37 de la Ley de Sociedades Anónimas.

En sesión celebrada el 25 de enero de 2011, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Thomas Gray.

Por otra parte, el cargo vacante dejado a la renuncia del señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez se mantendrá hasta que la próxima Junta Ordinaria de Accionistas elija los miembros del Directorio.

El 3 de marzo de 2011 la Sociedad fue notificada del Decreto N°54 de fecha 23 de febrero de 2011 del Ministerio de Energía, que autoriza a la Sociedad a transferir las concesiones definitivas de servicio público de distribución de energía eléctrica de que es titular a la sociedad Inversiones Los Lagos III S.A. (“**Los Lagos III**”).

Dicha autorización se enmarca dentro del proceso de reestructuración en virtud del cual la Sociedad se fusionará y será absorbida por Los Lagos III. Dicha fusión fue aprobada condicionalmente en Junta de Accionistas de la Sociedad de fecha 26 de marzo de 2010, la cual determinó que una de las condiciones copulativas y suspensivas necesarias para materializar la fusión era la autorización para transferir las concesiones definitivas de servicio público de distribución de energía eléctrica de que es titular la Sociedad a Los Lagos III.

Se hace presente que, con el objeto de ratificar todo lo obrado y llevar a cabo la fusión antes descrita, la Sociedad celebrará una nueva Junta Extraordinaria de Accionistas en virtud de la cual se ratificarán los acuerdos tomados en la junta celebrada con fecha 26 de marzo de 2010 y se aprobarán, para los efectos de la fusión, balances auditados e informes periciales de ambas sociedades al 31 de diciembre de 2010.

En el período comprendido entre el 01 de enero de 2011 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

## 28. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

Empresa	Concepto del desembolso	Concepto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Frontel	Asesorías medioambientales	Gasto	498	2.142
Frontel	Gestión de residuos	Gasto	483	-
Frontel	Otros gastos medioambientales	Gasto	2.840	367
Frontel	Proyectos de inversión	Activo	23.368	-
Frontel	Reforestaciones	Activo	11.123	7.800

No existen compromisos futuros que impliquen costos medioambientales significativos para la Sociedad.

## 29. Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2010 son las siguientes, según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha Liberación de Garantía			
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	2010 (M\$)	2011 (M\$)	2012 (M\$)	2013 (M\$)
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	33.141	12.088	21.053	-	-
Director Regional Vialidad R. del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	15.517	2.151	3.745	9.622	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	5.209.253	74.769	4.142.713	346.399	645.372
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.095.874	-	1.905.709	190.164	-
Gobierno Regional IX Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.554.290	1.761.322	1.792.968	-	-
Ilustre Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	80.932	80.932	-	-	-
Total					10.989.007	1.931.261	7.866.189	546.185	645.372

### 30. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$ 1.375.688.

### 31. Sociedades Asociadas

A continuación se presenta un detalle de las sociedades asociadas en Frontel contabilizadas por el método de participación:

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2010 %	Saldo al 01.01.2010 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31.12.2010 M\$	Utilidad no realizada 31.12.2010 M\$	Total 31.12.2010 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	10.000	0,10000%	71.495	9.397	(2.819)	(919)	77.154	-	77.154
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	13.956	1.029	(807)		14.178	-	14.178
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	4.918	5.415	(1.624)	(546)	8.163	-	8.163
<b>Totales</b>			<b>90.369</b>	<b>15.841</b>	<b>(5.250)</b>	<b>(1.465)</b>	<b>99.495</b>	<b>-</b>	<b>99.495</b>

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2009 %	Saldo al 01.01.2009 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31.12.2009 M\$	Utilidad no realizada 31.12.2009 M\$	Total 31.12.2009 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	10.000	0,10000%	66.817	6.811	(2.133)	-	71.495	-	71.495
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	13.443	1.311	(414)	(384)	13.956	-	13.956
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	2.377	3.582	-	(1.041)	4.918	-	4.918
<b>Totales</b>			<b>82.637</b>	<b>11.704</b>	<b>(2.547)</b>	<b>-1.425</b>	<b>90.369</b>	<b>-</b>	<b>90.369</b>

### 32. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

#### a) Préstamos bancarios

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	0,90%	-	97.902	97.902	10.899.291	-	-	10.899.291
Chile	DÓLAR	1,95%	32.317	3.335.342	3.367.659	-	-	-	-
Total			32.317	3.433.244	3.465.561	10.899.291	-	-	10.899.291

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total	Vencimiento			Total No	Vencimiento		Total	Vencimiento			Total No
			Uno a Tres	Tres a Doce		Uno a Tres	Tres a Cinco	Más de		Uno a Tres	Tres a Doce		Uno a Tres	Tres a	Más de	
			Meses	Meses	Corriente a	Años	Años	Cinco Años	Corriente al	Meses	Meses	Corriente a	Años	Cinco Años	Cinco Años	Corriente al
			M\$	M\$	31/12/2009	M\$	M\$	M\$	31/12/2009	M\$	M\$	01/01/2009	M\$	M\$	M\$	01/01/2009
Chile	UF	1,84%	-	195.355	195.355	8.366.848	2.642.217	-	11.009.065	-	100.330	100.330	3.282.331	8.194.382	-	11.476.713
Total			-	195.355	195.355	8.366.848	2.642.217	-	11.009.065	-	100.330	100.330	3.282.331	8.194.382	-	11.476.713

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses	Tres a doce meses	31-12-2010	Uno a tres años	Tres a cinco años	Mas de cinco años	31-12-2010
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	97.902	97.902	10.899.291	-	-	10.899.291
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	1,95%	1,95%	32.317	3.335.342	3.367.659	-	-	-	-
Total						32.317	3.433.244	3.465.561	10.899.291	-	-	10.899.291

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente				Corriente			No corriente			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	Vencimiento		Total	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses	Tres a doce meses	31-12-2009	Uno a tres años	Tres a cinco años	Mas de cinco años	31-12-2009	Uno a tres meses	Tres a doce meses	01-01-2009	Uno a tres años	Tres a cinco años	Mas de cinco años	01-01-2009
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	UF	1,86%	1,84%	-	195.355	195.355	8.366.848	2.642.217	-	11.009.065	-	100.330	100.330	3.282.331	8.194.382	-	11.476.713
Total						-	195.355	195.355	8.366.848	2.642.217	-	11.009.065	-	100.330	100.330	3.282.331	8.194.382	-	11.476.713

## b) Bonos

### Resumen de bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total	Vencimiento			Total No	vencimiento		Total	Vencimiento			Total No
			Uno a Tres	Tres a Doce		Uno a Tres	Tres a Cinco	Más de		Uno a Tres	Tres a Doce		Uno a Tres	Tres a Cinco	Más de	
			Meses	Meses	Corriente al	Años	Años	Cinco Años	Corriente al	Meses	Meses	Corriente al	Años	Años	Cinco Años	Corriente al
			M\$	M\$	31/12/2010	M\$	M\$	M\$	31/12/2010	M\$	M\$	31/12/2009	M\$	M\$	M\$	31/12/2009
Chile	UF	1,49%	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111	892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371
Total			895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111	892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total	Vencimiento			Total No
			Uno a Tres	Tres a Doce		Uno a Tres	Tres a	Más de	
			Meses	Meses	Corriente al	Años	Cinco Años	Cinco Años	Corriente al
			M\$	M\$	01/01/2009	M\$	M\$	M\$	01/01/2009
Chile	UF	1,49%	932.299	923.182	1.855.481	5.347.460	8.182.369	11.828.052	25.357.881
Total			932.299	923.182	1.855.481	5.347.460	8.182.369	11.828.052	25.357.881

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31-12-2010						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Mas de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	1,49%	1,49%	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111
Total								895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31-12-2009						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	1,49%	1,49%	892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371
Total								892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	01-01-2009						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	1,49%	1,49%	932.299	923.182	1.855.481	5.347.460	8.182.369	11.828.052	25.357.881
Total								932.299	923.182	1.855.481	5.347.460	8.182.369	11.828.052	25.357.881

### 33. Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-10 M\$	31-12-09 M\$	01-01-09 M\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	99.268	131.517	16.023
<b>Total Activos Corrientes en Operación</b>			<b>99.268</b>	<b>131.517</b>	<b>16.023</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>			<b>99.268</b>	<b>131.517</b>	<b>16.023</b>

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-10 M\$	31-12-09 M\$	01-01-09 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>					
<b>Pasivos Corrientes en Operación</b>					
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Peso chileno	3.323.737	-	-
<b>Total Pasivos Corrientes en Operación</b>			<b>3.323.737</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>			<b>3.323.737</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

### **34. Fusión por Incorporación de Frontel en Los Lagos III**

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de marzo de 2010 se acordó aprobar la fusión por incorporación de Frontel en Inversiones Los Lagos III, sociedad anónima cerrada, sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas y copulativas:

- (i) la inscripción de Los Lagos III en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y/o en aquel otro Registro que determine la Superintendencia de Valores y Seguros, y
- (ii) la autorización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para transferir las concesiones de distribución de energía eléctrica y otras de Frontel a Los Lagos III.

Como consecuencia de la fusión, Los Lagos III, como entidad sobreviviente, adquirirá todos los activos y pasivos de Frontel conforme al balance auditado y demás estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2009, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Con motivo de la fusión se incorporará a Los Lagos III la totalidad del patrimonio y accionistas de Frontel, la que quedará disuelta sin necesidad de liquidación. La fusión propuesta tendrá efecto y vigencia contable y financiera a partir del 1 de enero de 2010.

En dicha Junta se aprobó, sobre la base de los valores patrimoniales de Frontel y Los Lagos III indicados en los informes periciales preparados para efectos de la fusión, la relación de canje en virtud de la cual los accionistas de Frontel, al materializarse la fusión, recibirán 1,008599538 acciones en Los Lagos III por cada acción de Frontel de que sean titulares.

Como consecuencia de lo anterior, los accionistas minoritarios de Frontel mantendrán la misma participación porcentual que tenían en Frontel en Los Lagos III fusionada, beneficiándose de un aumento patrimonial, al ser Los Lagos III una empresa de mayor patrimonio.

Los accionistas disidentes de dicho acuerdo, conforme a lo dispuesto en la Ley 18.046 y su Reglamento, tuvieron plazo para ejercer su derecho a retiro a partir de la fecha de celebración de la Junta Extraordinaria y hasta el 26 de abril de 2010 inclusive.

En consideración a que las condiciones suspensivas indicadas en los literales (i) y (ii) anteriores no se cumplieron al 31 de diciembre de 2010, y con la finalidad que la fusión se realice en base a informes periciales actualizados, se decidió llamar a una nueva Junta Extraordinaria de Accionistas, la que se celebrará en el mes de marzo de 2011, y que tendrá por objeto ratificar los acuerdos adoptados en la Junta Extraordinaria de fecha 26 de marzo de 2010 y aprobar la fusión sobre la base de los valores patrimoniales de Saesa y de Los Lagos II indicados en informes periciales efectuados conforme a los estados financieros de ambas compañías al 31 de diciembre de 2010.



**Análisis Razonado**  
**Estados Financieros – Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.**  
**Al 31 de diciembre de 2010**

**I. Análisis del Estado de Situación Financiera**

	<b>Dic-10</b>	<b>Dic-09</b>	<b>Diferencia</b>	<b>Variación</b>
	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>%</b>
Activos Corrientes	33.239	38.424	(5.185)	(13,5%)
Activos No Corrientes	151.424	146.843	4.581	3,1%
<b>Total Activos</b>	<b>184.663</b>	<b>185.267</b>	<b>(604)</b>	<b>(0,3%)</b>
Pasivos Corrientes	26.920	25.163	1.757	7,0%
Pasivos No Corrientes	39.005	38.635	370	1,0%
Patrimonio	118.738	121.469	(2.731)	(2,2%)
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>184.663</b>	<b>185.267</b>	<b>(604)</b>	<b>(0,3%)</b>

**1) Activos**

Este rubro presenta una disminución de MM\$ 604 respecto de diciembre de 2009, explicado principalmente, por menores saldos en los Activos Corrientes por MM\$ 5.185, compensado con un incremento en los Activos No Corrientes de MM\$ 4.581.

La variación negativa de este ítem se explica, principalmente, por la disminución en el Efectivo y Equivalentes al Efectivo (MM\$ 7.260) originado por el pago de MM\$ 7.228 por concepto de dividendos. Lo anterior, compensado parcialmente por el incremento en Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes (MM\$ 2.312).

Por otra parte, el aumento de los Activos No Corrientes es originado principalmente, por el incremento del ítem Propiedades, Planta y Equipo (MM\$ 3.394), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, producto del crecimiento del número de clientes.

## 2) Pasivos

Los pasivos presentan un aumento de MM\$ 2.127 respecto de diciembre de 2009, explicado principalmente por el incremento de los Pasivos Corrientes (MM\$ 1.757).

La variación de los Pasivos Corrientes se explica, principalmente, por los mayores saldos de Otros Pasivos Financieros de MM\$ 3.495, correspondiente a la deuda en USD suscrita en el mes de septiembre de 2010 por MUS\$ 7.056 (M\$ 3.323.737 al 31.12.10) y Otros Pasivos No Financieros de MM\$ 2.472, originado por el aumento de las subvenciones gubernamentales por aportes de FNDR destinados a financiar obras de electrificación social.

Lo anterior, compensado parcialmente por la disminución de Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar (MM\$ 2.686) y Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM\$ 1.493).

Respecto de la deuda en USD, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap. De esta forma protege su exposición de moneda (tipo de cambio) y tasa de interés.

## 3) Patrimonio

Este rubro presenta un menor saldo de MM\$ 2.731, respecto de diciembre de 2009, explicado por la disminución de las Ganancias (pérdidas) Acumuladas. La utilidad neta a diciembre del 2010 fue de MM\$ 3.366, de este monto se reconoció el pasivo de los dividendos por pagar equivalentes al mínimo legal.

## Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-10	Dic-09	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,2	1,5	(19,1%)
	Razón Ácida	Veces	1,1	1,4	(18,7%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	0,6	0,5	5,7%
	Cobertura Gastos Financieros (1)	Veces	14,4	17,6	(18,2%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total	%	40,8%	39,4%	3,5%
	Deuda LP / Deuda Total	%	59,2%	60,6%	(2,3%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	8.735	5.973	46,2%
	Rotación de inventarios	Veces	3,5	2,4	45,2%
	Permanencia de inventarios	Días	103	150	(31,1%)
	Rotación de cuentas por cobrar	Días	32,9	32,5	1,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado)	%	2,80%	6,36%	(55,9%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado)	%	1,82%	4,17%	(56,3%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado)	%	4,13%	8,32%	(50,3%)
	Utilidad por acción	\$	0,0004552	0,00104	(56,4%)

(1) Se utilizó Resultado bruto de explotación dividido por Costos Financieros

## II. Análisis del Estado de Resultados

	Dic-10 MM\$	Dic-09 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	88.300	92.987	(4.687)	(5,0%)
Materias primas y consumibles utilizados	(58.683)	(63.508)	4.825	(7,6%)
<b>Margen de contribución</b>	<b>29.617</b>	<b>29.479</b>	<b>138</b>	<b>0,5%</b>
Gastos de personal	(7.283)	(6.615)	(668)	10,1%
Otros gastos fijos de explotación	(12.748)	(9.049)	(3.699)	40,9%
<b>Resultado bruto de explotación</b>	<b>9.586</b>	<b>13.815</b>	<b>(4.229)</b>	<b>(30,6%)</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(4.709)	(4.145)	(564)	13,6%
<b>Resultado de explotación</b>	<b>4.877</b>	<b>9.670</b>	<b>(4.793)</b>	<b>(49,6%)</b>
Resultado Financiero	(1.196)	(50)	(1.146)	2292,0%
Resultado en soc. por método participación	16	12	4	33,3%
Otras Ganancias (Pérdidas)	72	(217)	289	(133,2%)
Resultado antes de impuestos	3.769	9.415	(5.646)	(60,0%)
Impuesto sobre sociedades	(403)	(1.694)	1.291	(76,2%)
<b>Resultado del periodo</b>	<b>3.366</b>	<b>7.721</b>	<b>(4.355)</b>	<b>(56,4%)</b>

### 1) Resultado de Explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto de igual periodo del año anterior, en MM\$ 4.793, lo que se explica por:

- Menores Ingresos de explotación de MM\$ 4.687, equivalente a un 5% menor comparado con el período de 2009. Esta disminución se debe fundamentalmente: a) disminución en ingresos de otros servicios regulados de distribución de energía, debido a la entrada en vigencia en el mes de diciembre de 2009, del D.S. N° 197, que fijó las tarifas a estos servicios, y b) menores ventas de energía a clientes industriales.
- Aumento de Otros gastos fijos de explotación de MM\$ 3.699, lo que se explica principalmente, por mayores costos en actividades de reparación de los activos dañados a consecuencia del terremoto del 27 de febrero de 2010.

- Incremento de Gastos de personal de MM\$ 668, principalmente por mayor dotación.
- Mayores gastos por depreciaciones y amortizaciones de MM\$ 564, debido principalmente al deterioro del sistema eléctrico a consecuencia del terremoto ocurrido en febrero de 2010.

## 2) Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en MM\$ 1.146 comparado con igual periodo del año anterior, principalmente por:

- Los resultados por unidades de reajuste (MM\$ 1.119), debido al impacto en el saldo de deuda denominada en UF ajustada por la inflación, que durante el 2009 fue negativa, comparado con la inflación positiva del año 2010.
- Menores ingresos financieros de MM\$ 163, debido a la disminución de los saldos de caja de la Sociedad por pago de dividendos.

## 3) Resultado del Período

Durante el cuarto trimestre de 2010, Frontel generó MM\$ 3.366, lo que implica una disminución de MM\$ 4.355, respecto de diciembre de 2009.

### III. Análisis del Flujo de Efectivo

Flujo de Efectivo	Dic-10 MM\$	Dic-09 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	8.380	16.942	(8.562)	(50,5%)
de Inversión	(9.824)	(6.333)	(3.491)	55,1%
de Financiación	(5.832)	(3.363)	(2.469)	73,4%
<b>Flujo neto del período</b>	<b>(7.276)</b>	<b>7.246</b>	<b>(14.522)</b>	<b>(200,4%)</b>
Variación en la tasa de cambio	16	23	(7)	(30,4%)
<b>Incremento (disminución)</b>	<b>(7.260)</b>	<b>7.269</b>	<b>(14.529)</b>	<b>(199,9%)</b>
Saldo Inicial	13.373	6.104	7.269	119,1%
<b>Saldo Final</b>	<b>6.113</b>	<b>13.373</b>	<b>(7.260)</b>	<b>(54,3%)</b>

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$ 6.113, menor en un 54% respecto de diciembre de 2009.

La variación negativa del flujo neto del período respecto de igual periodo del año anterior, se explica por:

- 1) Menor flujo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado por mayores costos relacionados con el efecto del terremoto..
- 2) Mayor flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión originado, principalmente, por la incorporación de activos inmovilizados y costos de reparación, asociados a la regularización y reparación de los deterioros sufridos en el sistema eléctrico a consecuencia del terremoto del pasado 27 de febrero.
- 3) Mayor flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación, originado por el pago de un dividendo final de MM\$ 7.228, realizado en abril de 2010.

#### **IV. Mercados en que Participa**

La Sociedad distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción, en la VIII Región, y la provincia de Cautín, en la IX Región. Frontel opera, principalmente, en los sectores rurales de la Región del Bío Bío y la Región de la Araucanía, abasteciendo cerca del 20% de la demanda.

#### **V. Principales Riesgos**

##### **1) Riesgos de Mercado**

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

La Empresa vende a tarifa regulada, la que incorpora dos componentes: uno que refleja el precio promedio al que la distribuidora compra energía (componente de Precio de Nudo), y otro de Valor Agregado de Distribución (VAD). El componente de precio de nudo es fijado por la autoridad cada seis meses y el VAD, cada cuatro años. Este último, se obtiene con la determinación de costos e inversiones de una empresa de distribución eléctrica modelada con criterios de eficiencia.

Las empresas distribuidoras sometidas a regulación de precios operan en territorios que les han sido otorgados en concesión, lo que les confiere características de monopolio natural. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no es factible que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras. Más aún, las señales tarifarias impuestas por la autoridad apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución redundantes o innecesarias, para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Tanto los precios de compra como los de venta de energía están indexados a variables macroeconómicas que influyen en los flujos de la Sociedad (IPC, índice de remuneraciones, precio del cobre y tipo de cambio). De este modo, se estima

innecesaria una política de cobertura para calzar pasivos y activos generados por actividades de la operación.

## 2) Riesgos Financieros

La exposición a variaciones de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 89% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos la Sociedad.

Por otro lado, cerca del 57% de la deuda financiera está a tasa fija, un 32% a tasa variable y un 11% está a tasa variable protegida, debido a que la Sociedad contrató Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés; esto, producto de la deuda en USD a tasa variable Libo por MUSD 7.056 (M\$ 3.323.737 al 31.12.10), suscrita con fecha 3 de septiembre de 2010.

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad es menor.

## 3) Riesgos Tipo de Cambio

La Sociedad que opera en moneda funcional peso, realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

Al 31 de diciembre, la Sociedad posee un crédito en USD de MUSD 7.056 (M\$ 3.323.737 al 31.12.10), la exposición de moneda se encuentra acotada a través de un Cross Currency Swap.

## 4) Riesgo Tasa de Interés

En la actualidad, el 68% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, considerando la tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija.



## 5) Riesgo Liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado. Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante créditos bancarios y bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad.

Frontel en la actualidad cuenta con un contrato de línea de Capital de trabajo por un monto total de UF 612.500, el que permite asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

## **VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.**

La Sociedad valora sus Propiedades, Plantas y Equipos a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. La depreciación de las Propiedades, Plantas y Equipos se determina distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada (período en que se espera utilizar). Al inicio del proceso de adopción de IFRS, la Sociedad realizó una tasación con terceros independientes para sus propiedades, plantas y equipos, la que fue utilizada como costo adquirido.

En forma periódica se monitorea si existe algún indicio que alguno de los activos hubiera podido sufrir pérdida por deterioro. En el caso que efectivamente existan indicios, se realiza una estimación del monto recuperable del activo para determinar el monto del deterioro. 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 pertenece el activo, entendiendo como tal al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independiente.

Los activos en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento, tanto de corto como largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las existentes en el mercado.

Los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Norma Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.