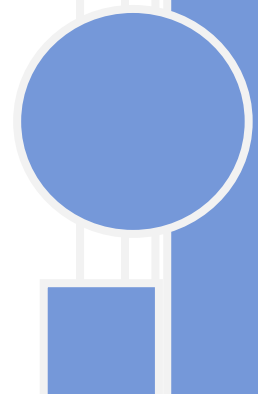


REPORTE ANUAL 2010

Sociedad Austral de Electricidad S.A.



Índice

Carta del Presidente del Directorio	2
Visión Corporativa	5
Identificación de la Sociedad	6
Antecedentes Relevantes	7
Estructura de Propiedad	8
Directorio	10
Administración	11
Marcha de la Empresa	12
Línea de Tiempo	18
Actividades de la Sociedad	20
Empresas Filiales	22
Factores de Riesgo	33
Gestión Financiera	39
Información Financiera	42
Hechos Relevantes	43
Estados Financieros Resumidos	47
Estados Financieros	53

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	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Nombre de Fantasía	Saesa
Rol Único Tributario	96.956.660-5
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 4147010
Fax	(2) 4147009
Correo Electrónico	info@saesa.cl
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Valores	N° 775
Fecha Inscripción Registro de Valores	28/06/2002
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 18 de junio de 2001, otorgada en la Notaría de Santiago de don Patricio Zaldívar Mackenna. Extracto inscrito a fojas 16.870 N°13.578 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2001

Antecedentes Relevantes

Cifras Operacionales Consolidadas

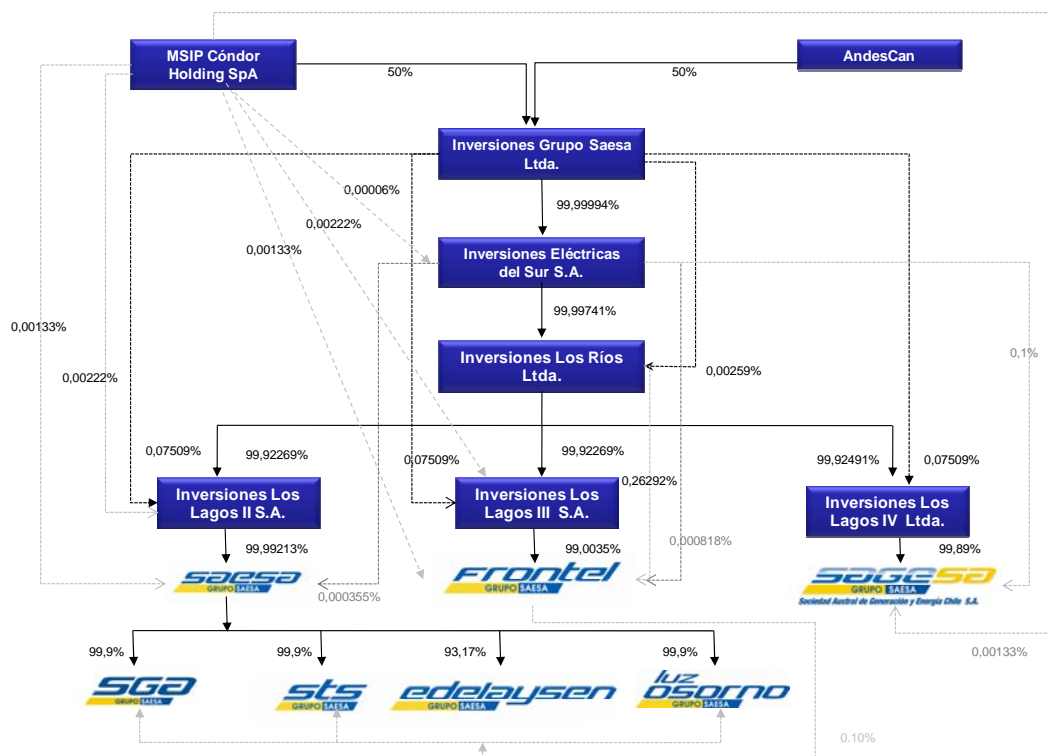
	2010	2009
Venta de Energía (GWh)	1.816	1.863
Clientes (Miles)	402	388
Trabajadores	402	392
Líneas AT (km)	742	742
Líneas MT (km)	16.451	16.353
Líneas BT (km)	9.580	9.454
MVA Instalados (AT/MT)	0	20
MVA Instalados (MT/BT)	608	607

Antecedentes Financieros Consolidados

	MM\$	MM\$
	2010	2009
Ingresos	249.759	249.661
Margen Bruto	75.437	70.458
Ganancia	24.266	21.647
Activos	508.712	512.651
Pasivos	196.454	186.057
Patrimonio	312.258	326.594
Inversiones	25.454	25.852
EBITDA	41.791	39.649

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, Inversiones Los Lagos II S.A., posee un 99,99% de Saesa, en forma directa.

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2010, el número de accionistas de Saesa alcanzaba a 152, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Acciones		Total Acciones	%
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Lagos II S.A.	170.289.963	8.514.710.516.855	8.514.880.806.818	99,9921%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	3.898	116.936.102	116.940.000	0,0014%
MSIP CONDOR	113.543.182	0	113.543.182	0,0013%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.855	55.648.145	55.650.000	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.341	40.228.659	40.230.000	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda.	1.236	37.078.764	37.080.000	0,0004%
Gastón Cortés Cruz	1.038	31.138.962	31.140.000	0,0004%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A	1.008	30.238.992	30.240.000	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	836	25.079.164	25.080.000	0,0003%
Conca Hnos. Ltda.	748	22.439.252	22.440.000	0,0003%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	649	19.469.351	19.470.000	0,0002%
Garrido, Elena Trecha v. de	546	16.379.454	16.380.000	0,0002%
Otros Accionistas Menores	5.398	161.934.602	161.940.000	0,0019%
Total	283.851.698	8.515.267.088.302	8.515.550.940.000	100%

Durante el año 2010 no se realizaron transacciones de acciones de la Sociedad.

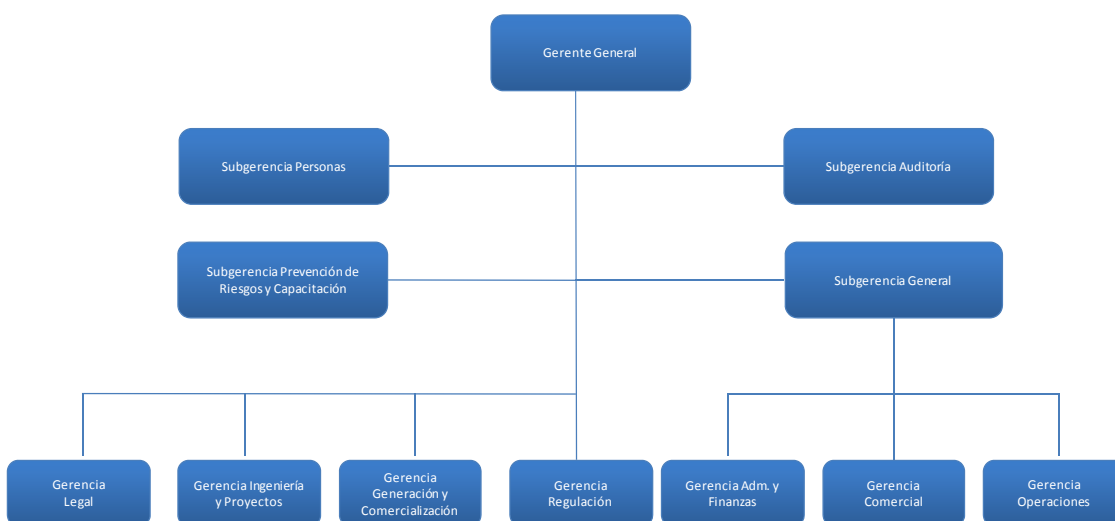
Directorio

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
Audidores 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:

	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	Total
Gerentes y ejecutivos principales	23	-	1	-	24
Profesionales y técnicos	171	37	35	16	259
Administrativos y electricistas	122	10	29	5	166
Total	316	47	65	21	449

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 Electrógenos

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) Proyecto Puyehue-Rupanco

Este proyecto de transmisión se está desarrollando en la Región de Los Lagos, y su ubicación será en torno a los lagos Puyehue y Rupanco. A través de este proyecto el Grupo Saesa evacuará la potencia y energía de 11 centrales hidroeléctricas de pasada, pertenecientes a distintos inversionistas que totalizan más de 100 MW de potencia.

El proyecto consiste en diseñar y construir aproximadamente 135 km de línea de 110 kV, desde los sectores Casualidad, Paraíso y Río Blanco, ubicado al oriente de Osorno, y alrededor de 34 km de línea de 220 kV desde las cercanías de Entre Lagos hasta Osorno, donde se conectará a través de un paño de 220 kV en la futura Subestación Pilauco. El proyecto contempla, a su vez, el diseño y construcción de una subestación elevadora de 180 MVA 110/220 kV, Subestación Antillanca, que interconectará las líneas en las cercanías de Entre Lagos.

Para el desarrollo, tramitación y ejecución del proyecto considera: la Subestación Antillanca, el paño de llegada a la Subestación Pilauco y 6 tramos de línea que componen la línea a desarrollar por la filial STS.

Durante el año 2010, el Grupo Saesa finalizó la ingeniería de las líneas de los 6 tramos y de la Subestación Antillanca. Presentó además las Declaraciones de Impacto Ambiental de la línea al SEA, a la fecha 4 tramos de línea y la subestación ya se encuentran aprobados.

En el mes de noviembre de 2010 inició la construcción de la Plataforma y Cierros de la Subestación Antillanca, siendo un hito de gran importancia para la construcción del proyecto Puyehue-Rupanco.

La primera etapa del proyecto culminará en junio del año 2012, fecha de puesta en servicio de las primeras centrales.

e) 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.

f) 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.

g) 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.

h) 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”.

i) 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.

j) 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:

	Nº Proyectos Terminados	Presupuesto (M\$)	Beneficiarios
Saesa	6	332.184	179
Luz Osorno	1	749.672	171
Total	7	1.081.856	350

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 3 nuevos convenios con un presupuesto estimado de más de 640 millones. Estos nuevos proyectos beneficiarán a más de 126 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.

Empresa	Hectáreas (ha)
Saesa	58,04
STS	22,07
Edelaysen	18,25
Total	106

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

- 1926:** Nace la Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, pequeña empresa privada que suministra energía eléctrica a Lebu, Arauco y Carampangue.
- 1929:** Saesa extiende sus servicios a Puerto Montt, Osorno y Valdivia, en la X Región.
- 1945:** Nace la Cooperativa Eléctrica de Osorno para abastecer al sector rural de Osorno.
- 1946:** CORFO y Endesa compran una participación mayoritaria en Saesa para agilizar el ambicioso “Plan de Electrificación del País”, impulsado por el Estado.
- 1981:** Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel, con 87,5% y 83,7% del capital respectivamente. En Coyhaique se crea la Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelayesen, como filial de Endesa.
- 1989:** Frontel inicia actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones de 66/23 kV. Al año siguiente lo hace Saesa.
- 1994:** Saesa se asocia con Transelec y crean Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, con una participación accionaria del 60% y 40%, repectivamente.
- 1995:** Copec alcanza una participación de 93,88% en Saesa.
- 1996:** Saesa adquiere a Transelec su 39,9% de las acciones de STS, logrando un 99.9% de la propiedad.
- 1998:** Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelayesen, licitadas por CORFO, extendiendo sus actividades a 1500 km, entre la VIII y la XI Región.
- 1999:** Saesa adquiere el 99,9% de las acciones de Creo Ltda., en la X Región, STS, instalaciones de transmisión de Saesa, y de Cooperativa Eléctrica de Osorno Ltda., por un total de \$1.825 millones, aumentando significativamente su presencia en la X Región.
- 2000:** Saesa y STS adecuan las instalaciones de transmisión que abastecen la Isla de Chiloé, quedando todo el sistema de transmisión de la isla energizado en 110 kV.
- 2001:** En junio, se constituye la sociedad PSEG Chile Holding S.A., filial de PSEG Global Inc.
- En agosto, Inversiones PSEG Chile I Ltda., filial de PSEG Chile Holding S.A., adquiere el 93,88% de las acciones de Saesa y el 13,71% de las acciones de Frontel, que eran propiedad de Copec.
- 2002:** El 31 de julio se incorpora a Saesa la totalidad de los accionistas y patrimonio de Saesa y de Inversiones PSEG Chile I Ltda., sociedades que se fusionaron.
- 2005:** Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión. Se completa con éxito el financiamiento de largo plazo con aumento de capital de MM\$14.837 y refinanciamiento de pasivos en MUF 4.500.

2006: Tras completar la inversión en mejoramiento, la Empresa logra elevar los índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.

2007: Se inicia la construcción del Proyecto Chiloé, que construirá un sistema de transmisión en 220 kV, entre Puerto Montt y la Isla de Chiloé, con una inversión de US\$27 millones.

En agosto, Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General del Grupo Saesa.

Se obtiene un contrato por 1.800.000 UF, para el refinanciamiento del 100% de la amortización de los actuales bonos de largo plazo de Saesa. En diciembre se materializa la primera colocación de 300.000 UF.

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, adquieren 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 \$26.000 millones.

Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC, mediante el cruce aéreo entre islas, desde Puluqui hasta Chidquapi.

En retail se alcanzan los 58 puntos de venta a través de toda la zona de concesión.

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.

Saesa y sus filiales Luz Osorno y Edelayen superan los 400 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

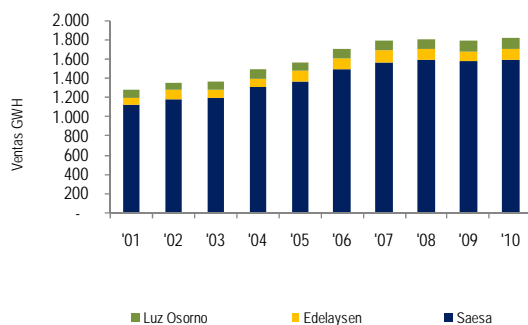
Saesa es la principal filial del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Saesa distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos. En forma individual atiende a más 346 mil clientes.

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 155 km de líneas de 110 kV, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de la filial STS.

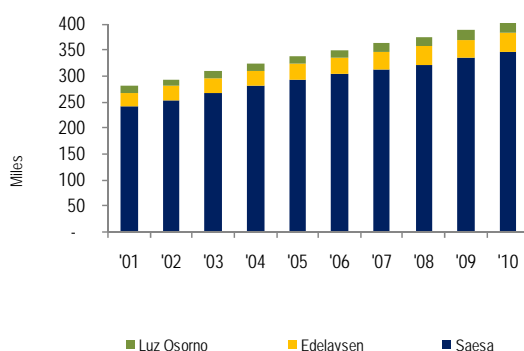
En los últimos 10 años, esta sociedad, ha presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 5%. Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las

provincias de Llanquihue y Chiloé, así como el sector forestal en la Provincia de Valdivia, además del sostenido crecimiento del consumo residencial. Saesa mantiene 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.

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor, Saesa realizó inversiones por un monto de \$ 11.818 millones durante el año 2010



Las ventas de energía durante el 2010, de Saesa y sus filiales, alcanzaron a 1.816 GWh.



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio atendían a 402 mil clientes, lo que representa un aumento de un 3,7% respecto del año 2009.

Calidad de Servicio

Para Saesa, mejorar la calidad y eficiencia en el abastecimiento de electricidad es un objetivo permanente, tanto desde el punto de vista de la atención comercial, como de la calidad del producto. En la actualidad los indicadores de Saesa, tanto urbanos como rurales, presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

Inversiones Productivas

La eficiente política de inversiones de Saesa se traduce en una continua expansión de sus instalaciones, para así satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas del sur de la X Región y entregar un servicio cada vez mejor.

Las Instalaciones de Saesa y sus filiales son las siguientes:

	2010
Líneas Alta Tensión (km)	742
Líneas Media Tensión (km)	16.451
Líneas Baja Tensión (km)	9.580
MVA Instalados MT/BT	608

Sistemas Aislados

Saesa cuenta con una amplia experiencia en el desarrollo de proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SIC y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

Actualmente, los sistemas aislados administrados por Saesa cuentan con 3.023 clientes, con ventas durante el año 2010 de 4.3 GWh.

Empresas Filiales

Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$ 13.301.733

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9% (Directa)



La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, entre las cuales se encuentran Saesa, Frontel y cooperativas eléctricas. Las principales generadoras atendidas por STS son Puyehue y Capullo. STS presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Estos servicios son remunerados mediante el pago de peajes por parte de las generadoras, cuyos valores están estipulados en el nuevo decreto tarifario que fija las tarifas de subtransmisión, vigente a partir del 14 de enero de 2009.

Durante el año, STS realizó inversiones por \$10.746 millones, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

Directorio y Administración

Presidente	Jorge Lesser G
Vicepresidente	Thomas Gray
Directores	Kevin Kerr - Stacey Purcell - Adil Rahmathulla - John Watt - Iván Díaz-Molina
Gerente General	Francisco Mualim Tietz
Subgerente General	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz
Gerente Adm. y Finanzas	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Ingeniería y Proyectos (I)	Ramón Díaz Cortes.
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Regulación (I)	Francisco Mualim Tietz
Subgerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2010	2009
Ingresos	17.146	13.059
Margen Bruto	17.035	12.696
Ganancia	9.398	6.811
Activos	105.766	97.416
Pasivos	28.612	26.840
Patrimonio	77.154	70.576
Inversiones	10.746	13.245
EBITDA	13.195	10.032

Cifras Operacionales

	2010	2009
Trabajadores	47	44
Instalaciones propias		
Líneas AT 110-66 kV(km)	587	587
MVA Instalados 220-110-66 kV	470	470
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	732	726
Instalaciones de Terceros operadas		
Líneas AT 110-66 kV(km)	222	254
MVA Instalados 110-66/23-13.2 kV	221	261

Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelaysen



Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$ 37.005.894

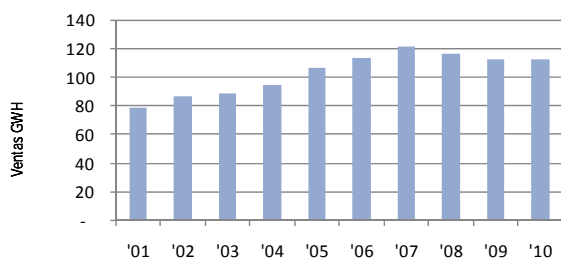
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 93,17% (directa)

Edelaysen desarrolla sus actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cinco sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins, Amengual-La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

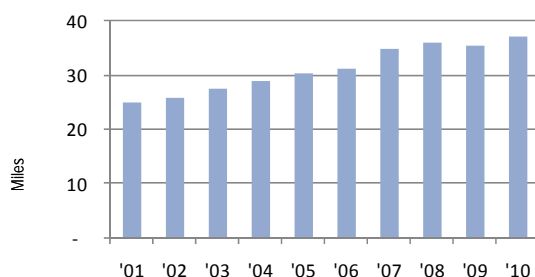
Esencialmente, la Empresa genera energía eléctrica y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos

municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

Edelaysen efectuó inversiones por \$2.267 millones durante el año 2010, que fueron destinadas fundamentalmente a aumentar la capacidad de generación, disminuyendo los costos de abastecimiento eléctrico de la zona.



Las ventas de energía durante el 2010 alcanzaron a 112 GWh.



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 37 mil clientes.

Directorio y Administración

Presidente	Jorge Lesser G.
Vicepresidente	Thomas Gray
Directores	Kevin Kerr - Stacey Purcell - Adil Rahmathulla - John Watt - Iván Díaz-Molina.
Gerente General	Francisco Mualim Tietz
Subgerente General	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz
Gerente Adm. y Finanzas	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Ingeniería y Proyectos (I)	Ramón Díaz Cortes.
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Regulación (I)	Francisco Mualim Tietz
Subgerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2010	2009
Ingresos	24.924	25.343
Margen Bruto	11.446	11.994
Ganancia	4.005	4.304
Activos	66.873	63.690
Pasivos	7.933	7.553
Patrimonio	58.940	56.137
Inversiones	2.267	2.017
EBITDA	6.562	7.242

Cifras Operacionales

	2010	2009
Venta de Energía (GWh)	112	112
Clientes (Miles)	37	36
Trabajadores	65	66
Líneas MT (km)	1.994	1.943
Líneas BT (km)	893	867
MVA Instalados (MT/BT)	41	41

	Cant. de Centrales	Potencia instalada (MW)
Viento	1	2,0
Hidroeléctrica	6	22,1
Diesel	17	25,6
Total	24	49,7

Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$ 10.806.044

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9% (Directa)

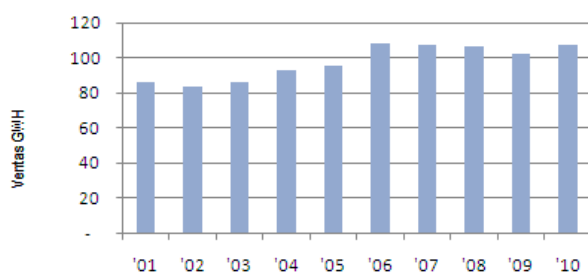


Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

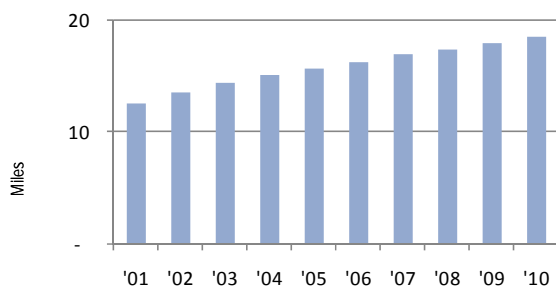
Sus principales proveedores de energía durante el ejercicio fueron Saesa y SGA, y

un porcentaje menor fue suministrado por Puyehue.

En el ejercicio 2010 se efectuaron inversiones por \$ 623 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.



Las ventas de energía durante el 2010 alcanzaron a 107 GWh, manteniendo los niveles del año 2009.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 18 mil clientes

Directorio y Administración

Presidente	Jorge Lesser G.
Vicepresidente	Thomas Gray
Directores	Kevin Kerr - Stacey Purcell - Adil Rahmathulla - John Watt - Iván Díaz-Molina.
Gerente General	Francisco Mualim Tietz
Subgerente General	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz
Gerente Adm. y Finanzas	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Ingeniería y Proyectos (I)	Ramón Díaz Cortes.
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Regulación (I)	Francisco Mualim Tietz
Subgerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2010	2009
Ingresos	11.277	12.217
Margen Bruto	2.762	3.201
Ganancia	984	1.253
Activos	17.890	17.192
Pasivos	4.336	3.850
Patrimonio	13.554	13.342
Inversiones	623	830
EBITDA	1.657	2.098

Cifras Operacionales

	2010	2009
Venta de Energía (GWh)	107	102
Clientes (Miles)	18	18
Trabajadores	21	21
Líneas AT (km)	0	0
Líneas MT (km)	3.598	3.572
Líneas BT (km)	602	568
MVA Instalados (MT/BT)	67	66

Sociedad Generadora Austral S.A., SGA

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$3.160.921

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9% (Directa)



El objeto de SGA es el desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica, y la adquisición de los mismos. Asimismo, prestar servicios y asesorías en todas las especialidades de la ingeniería y de diseño, construcción, mantención y operación de sistemas de transmisión para terceros, comercialización de energía y las demás actividades vinculadas con los objetos descritos, que acuerden sus organismos.

SGA fue constituida como consecuencia de la división de STS, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 25 de junio de 2003, donde se acordó la división de dicha sociedad a contar del 31 de marzo de 2003. En virtud de esta división, se le asignaron y traspasaron a SGA activos, pasivos y patrimonio a los valores contables determinados al 31 de marzo de 2003.

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2010	2009
Ingresos	45.746	39.969
Margen Bruto	2.531	3.231
Ganancia	5.414	3.582
Activos	17.432	11.401
Pasivos	9.268	6.482
Patrimonio	8.163	4.918
EBITDA	2.484	3.149

Directorio y Administración

Presidente:	Jorge Lesser G.
Vicepresidente	Thomas Gray
Directores:	Kevin Kerr - Stacey Purcell - Adil Rahmathulla - John Watt - Iván Díaz-Molina.
Gerente General	Francisco Mualim Tietz
Subgerente General	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz
Gerente Adm. y Finanzas	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Ingeniería y Proyectos (I)	Ramón Díaz Cortes.
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Regulación (I)	Francisco Mualim Tietz
Subgerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz

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 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.

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 sistema 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 cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 85% 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 y sus filiales.

Por otro lado, cerca del 47% de la deuda financiera está a tasa fija, un 37% a tasa variable y un 15% a tasa variable pero protegida por un 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 y sus filiales es menor.

Gestión Financiera

Utilidad Liquida 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	23.977.409
Pérdidas acumuladas	-
Dividendos distribuidos con cargo al ejercicio 2010	-
Utilidad Liquida Distribuible ejercicio 2010	23.977.409

Dividendos

La Sociedad fue constituida en junio de 2001 y a la fecha no ha repartido dividendos.

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N° 1 de \$ 0,00176 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12. 10. Este dividendo representa alrededor de un 63% de la utilidad.

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

Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
A pagar dividendo final N° 1	15.000.000
A resultados retenidos	8.977.409
Utilidad Liquida Distribuible ejercicio 2010	23.977.409

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010 ascendía a M\$ 218.704.832 distribuido en 8.515.550.940.000 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta 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	218.704.832
Ganancias (pérdidas) acumuladas	76.984.700
Otras reservas	4.642.494
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	300.332.026

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:

	Año 2010						Año 2009
	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	SGA	Total	
Jorge Lesser G.	5.380	1.694	1.694	1.524	1.694	11.986	5.240
Iván Díaz M.	385	427	427	384	427	2.050	-
Pedro Pablo Errázuriz D.	8.518	2.217	2.217	1.525	1.694	16.171	-
Lawrence Coben	7.697	1.463	1.463	1.280	1.576	13.479	7.954
Total	21.980	5.801	5.801	4.713	5.391	43.686	13.194

Durante el año 2010, Saesa realizó pagos a empresas relacionadas por un monto total de M\$46.290 (M\$69.283 en 2009), correspondiente a asesorías prestadas por Consultora San Pedro y San Pablo Ltda. M\$11.004 (M\$16.506 en 2009), Sociedad Inversiones LEDE Ltda. M\$11.549 (M\$17.323 en 2009) y Tremesis Energy LLC M\$23.737 (M\$35.454 en 2009), empresas en que los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro y Lawrence S. Coben son socios, respectivamente. Teniendo especial consideración que los servicios contratados y pagados a dichas empresa son de aquellos contemplados en el artículo 44 de la Ley de Sociedades Anónimas, Ley N° 18.046, en la sesión de Directorio de Saesa celebrada el 23 de Junio de 2009 se aprobó la contratación de los servicios profesionales de las empresas Inversiones LEDE Ltda., Consultora San Pedro y San Pablo Ltda. y Tremesis Energy LLC, dando estricto cumplimiento a las disposiciones legales aplicables al caso.

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 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\$1.647. Durante igual período de 2009 dichas remuneraciones alcanzaron a MM\$1.636.

Durante el año 2010, las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad y sus filiales ascendieron a MM\$485. Durante el año 2009 no se registraron pagos por indemnizaciones por años de servicio.

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

Saesa y sus Filiales continuarán su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora entre las regiones del Bío Bío y Aysén, 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 de la Sociedad, sus filiales y relacionadas. 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

Una vez absorbidas las pérdidas acumuladas, 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, Saesa y sus filiales poseen 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 Otros Gastos por naturaleza, y no son materiales. Estos montos tienen cobertura de seguro.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 3 de marzo de 2010, el Directorio acordó citar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 22 de marzo de 2010, con el fin de someter a la aprobación de los señores accionistas un acuerdo de disminución de capital por un monto de hasta \$30.000.000.000. Dicha disminución de capital se aprobaría dando estricto cumplimiento a la política de distribución de excedentes financieros de la compañía, consistente en no repartir montos superiores a los excedentes financieros que genera y, en todo caso, dando siempre cumplimiento a sus obligaciones y compromisos financieros. Asimismo, de aprobarse tal disminución de capital, se facultaría al Directorio para que proceda a la devolución del capital a los accionistas de SAESA en el tiempo y monto correspondiente, y se modificarán los estatutos en los términos que se propondrán en la dicha junta.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 3 de marzo de 2010, el Directorio acordó citar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 22 de marzo de 2010 con el fin de someter a la consideración de los señores accionistas el saneamiento de los acuerdos adoptados en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de abril de 2009 y la adopción de las resoluciones que fueren procedentes para acogerse a las disposiciones sobre saneamiento de vicios de nulidad de conformidad a la ley N°19.499.

En sesión de Directorio celebrada el 10 de marzo de 2010, el Directorio de SAESA, se acordó citar a Junta 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 SAESA en Inversiones Los Lagos II S.A., sociedad anónima cerrada, sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas y copulativas: (i) la inscripción de Inversiones Los Lagos II 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 SAESA a Inversiones Los Lagos II S.A. Como consecuencia de la fusión, Inversiones Los Lagos II S.A., como entidad sobreviviente, adquirirá todos los activos y pasivos de SAESA 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 II S.A. la totalidad del patrimonio y accionistas de SAESA, 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 II S.A. y SAESA 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 SAESA recibirán un número determinado de acciones de Inversiones Los Lagos II S.A. por cada acción que posean en SAESA.
- d) La aprobación de los estatutos sociales de Inversiones Los Lagos II 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 SAESA, 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 SAESA se reserva el derecho de convocar a una nueva junta extraordinaria de accionistas de SAESA, 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 3 precedente, en los términos y bajo las condiciones señaladas.

Con fecha 13 de abril de 2010, los Directorios de las filiales Edelayesen, STS, Luz Osorno y SGA acordaron citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 30 de abril de 2010, con el fin de someter, dentro de otras materias, a aprobación de los señores accionistas la distribución de dividendos y el destino de las utilidades.

En Junta Ordinaria de Accionistas de las filiales Edelayesen, STS, Luz Osorno y SGA celebrada el 30 de abril de 2010, se aprobó el pago de los siguientes montos por concepto de dividendos finales: Edelayesen \$ 35,46454 por acción, STS \$ 213,3449 por acción y Luz Osorno \$114.192 por acción; para el caso de SGA se acordó no distribuir dividendos.

Con fecha 10 de septiembre de 2010 el Directorio de la Sociedad y de las filiales Edelayesen, STS, Luz Osorno y SGA, 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, el Directorio de la Sociedad acordó rescatar anticipadamente la totalidad de los Bonos Serie E emitidos con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores de la SVS bajo el N°397. El rescate anticipado de los referidos Bonos se efectuó el día 14 de octubre de 2010.

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



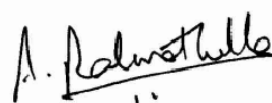
Jorge Lesser G.



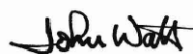
Thomas Gray



Stacey Purcell



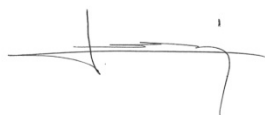
Adil Rahmathulla



John Watt



Kevin Kerr



Iván Díaz - Molina



Francisco Mualim T.

Estados Financieros Resumidos

Sociedad Austral de Electricidad S.A. - Saesa
Inscripción Registro de Valores N°775

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
M\$			
ACTIVOS			
Activos Corrientes	81.828.058	97.380.407	67.970.858
Activos No Corrientes	426.884.253	415.270.377	403.647.601
Total Activos	508.712.311	512.650.784	471.618.459

	31/Dic/2010	31/Dic/2009	01/Ene/2009
M\$			
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Pasivos Corrientes	80.071.622	58.411.445	49.008.082
Pasivos No Corrientes	116.382.478	127.645.374	107.752.151
Total Pasivos	196.454.100	186.056.819	156.760.233
Total Patrimonio Neto	312.258.211	326.593.965	314.858.226
Total Patrimonio Neto y Pasivos	508.712.311	512.650.784	471.618.459

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
M\$		
Margen Bruto	75.437.683	70.458.242
Ganancia Antes de Impuesto	28.921.380	28.537.978
Impuesto a las Ganancias	(4.654.957)	(6.890.594)
Ganancia	24.266.423	21.647.384

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

M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	40.063.124	55.867.981
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(31.816.974)	(28.065.779)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(31.692.694)	4.304.160
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	15.693	27.639
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(23.430.851)	32.134.001
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	36.191.457	4.057.456
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	12.760.606	36.191.457

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	326.593.965	314.858.226
Cambios en Patrimonio	(14.335.754)	11.735.739
Saldo Final Periodo Actual	312.258.211	326.593.965

Sociedad Generadora Austral S.A. - SGA

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
M\$			
ACTIVOS			
Activos Corrientes	17.367.945	11.332.570	9.024.304
Activos No Corrientes	63.594	67.985	838.227
Total Activos	17.431.539	11.400.555	9.862.531

	31/Dic/2010	31/Dic/2009	01/Ene/2009
M\$			
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Pasivos Corrientes	9.106.205	6.247.196	6.992.131
Pasivos No Corrientes	161.978	234.922	493.448
Total Pasivos	9.268.183	6.482.118	7.485.579
Total Patrimonio Neto	8.163.356	4.918.437	2.376.952
Total Patrimonio Neto y Pasivos	17.431.539	11.400.555	9.862.531

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
M\$		
Margen Bruto	2.530.978	3.230.656
Ganancia Antes de Impuesto	6.515.102	4.105.683
Impuesto a las Ganancias	(1.101.330)	(523.539)
Ganancia	5.413.772	3.582.144

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	6.296.263	5.154.975
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(7.875.513)	12.172
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(243)	(1.263.475)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(44)	(7.871)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(1.579.637)	3.895.801
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	3.929.434	33.633
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	2.349.897	3.929.434

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	4.918.437	2.376.952
Cambios en Patrimonio	3.244.919	2.541.485
Saldo Final Periodo Actual	8.163.356	4.918.437

Sistema de Transmisión del Sur S.A. – STS

Inscripción Registro de Entidades Informantes N°114

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
M\$			
ACTIVOS			
Activos Corrientes	6.028.992	7.187.925	5.250.449
Activos No Corrientes	99.737.464	90.228.136	78.173.074
Total Activos	105.766.456	97.416.061	83.423.523

	31/Dic/2010	31/Dic/2009	01/Ene/2009
M\$			
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Pasivos Corrientes	20.877.269	20.070.191	11.187.121
Pasivos No Corrientes	7.734.879	6.769.938	6.337.877
Total Pasivos	28.612.148	26.840.129	17.524.998
Total Patrimonio Neto	77.154.308	70.575.932	65.898.525
Total Patrimonio Neto y Pasivos	105.766.456	97.416.061	83.423.523

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
M\$		
Margen Bruto	17.034.727	12.695.638
Ganancia Antes de Impuesto	11.250.404	8.197.925
Impuesto a las Ganancias	(1.852.724)	(1.387.070)
Ganancia	9.397.680	6.810.855

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	8.805.390	16.175.013
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(12.781.080)	(15.809.746)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	4.540.902	(436.034)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	11.077	38.474
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	576.289	(32.293)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	29.440	61.733
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	605.729	29.440

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	70.575.932	65.898.525
Cambios en Patrimonio	6.578.376	4.677.407
Saldo Final Periodo Actual	77.154.308	70.575.932

Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelayen
Inscripción Registro de Entidades Informantes N°28

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
M\$			
ACTIVOS			
Activos Corrientes	14.117.651	9.716.719	5.255.761
Activos No Corrientes	52.755.747	53.973.171	54.394.988
Total Activos	66.873.398	63.689.890	59.650.749

	31/Dic/2010	31/Dic/2009	01/Ene/2009
M\$			
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Pasivos Corrientes	3.672.097	3.322.108	2.627.446
Pasivos No Corrientes	4.260.918	4.231.107	3.857.734
Total Pasivos	7.933.015	7.553.215	6.485.180
Total Patrimonio Neto	58.940.383	56.136.675	53.165.569
Total Patrimonio Neto y Pasivos	66.873.398	63.689.890	59.650.749

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
M\$		
Margen Bruto	11.445.862	11.994.004
Ganancia Antes de Impuesto	4.708.814	5.227.003
Impuesto a las Ganancias	(703.518)	(923.230)
Ganancia	4.005.296	4.303.773

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	8.138.368	9.038.373
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(7.300.122)	(2.540.700)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.332.676)	(2.181.563)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	1	-
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(494.429)	4.316.110
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	4.687.333	371.223
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	4.192.904	4.687.333

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	56.136.675	53.165.569
Cambios en Patrimonio	2.803.708	2.971.106
Saldo Final Periodo Actual	58.940.383	56.136.675

Compañía Eléctrica Osorno S.A. - Luz Osorno
Inscripción Registro de Entidades Informantes N°116

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
M\$			
ACTIVOS			
Activos Corrientes	3.917.168	3.360.421	3.185.562
Activos No Corrientes	13.972.413	13.831.868	13.687.212
Total Activos	17.889.581	17.192.289	16.872.774

	31/Dic/2010	31/Dic/2009	01/Ene/2009
M\$			
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Pasivos Corrientes	3.574.912	2.467.242	2.544.661
Pasivos No Corrientes	760.654	1.382.872	1.476.542
Total Pasivos	4.335.566	3.850.114	4.021.203
Total Patrimonio Neto	13.554.015	13.342.175	12.851.571
Total Patrimonio Neto y Pasivos	17.889.581	17.192.289	16.872.774

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
M\$		
Margen Bruto	2.761.950	3.200.915
Ganancia Antes de Impuesto	1.125.694	1.515.215
Impuesto a las Ganancias	(141.661)	(261.917)
Ganancia	984.033	1.253.298

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.403.380	1.681.041
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(730.974)	(920.010)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(496.442)	(803.041)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(43)	-
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	175.921	(42.010)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	491.111	533.121
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	667.032	491.111

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

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	13.342.175	12.851.571
Cambios en Patrimonio	211.840	490.604
Saldo Final Periodo Actual	13.554.015	13.342.175

Estados Financieros

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas de
Sociedad Austral de Electricidad S.A.

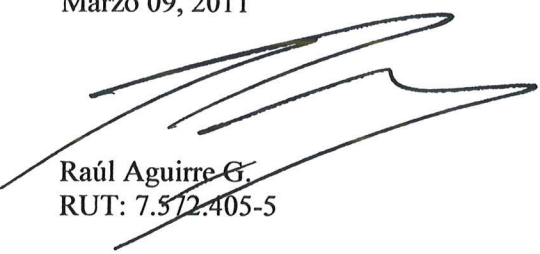
Hemos efectuado una auditoría a los estados consolidados de situación financiera de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2010 y 2009, del estado consolidado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2009 y de los correspondientes estados consolidados integral 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 Sociedad Austral de Electricidad 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 consolidados 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 consolidados. 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 consolidados. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y afiliadas 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

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Situación Financiera Consolidados

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

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	12.760.606	36.191.457	4.057.456
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	55.916.025	47.685.236	49.043.270
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	3.219.410	1.223.173	501.163
Inventarios	8	7.679.481	8.653.671	7.318.528
Activos por Impuestos Corrientes	9	1.805.801	3.230.982	6.505.134
Otros Activos no Financieros, Corrientes		446.735	395.888	545.307
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.		81.828.058	97.380.407	67.970.858
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		81.828.058	97.380.407	67.970.858
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	1.069.333	976.000	1.372.000
Otros Activos No Financieros, No Corriente		123.346	130.936	170.871
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	2.389.671	2.489.630	2.394.374
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	24.746.728	24.957.543	22.869.076
Plusvalía	12	124.944.061	124.944.061	124.944.061
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	271.156.029	258.777.692	244.562.949
Activos por Impuestos Diferidos	14	2.455.085	2.994.515	7.334.270
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		426.884.253	415.270.377	403.647.601
TOTAL ACTIVOS		508.712.311	512.650.784	471.618.459

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Situación Financiera Consolidados

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

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	17.065.251	7.631.221	7.911.672
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	30.807.617	38.627.216	29.849.275
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	20.156.519	2.066.041	1.765.481
Otras Provisiones	18	841.180	938.510	541.818
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	3.248.459	1.507.478	1.976.917
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	4.919.444	4.574.884	4.271.270
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	3.033.152	3.066.095	2.691.649
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		80.071.622	58.411.445	49.008.082
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		80.071.622	58.411.445	49.008.082
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	91.943.639	105.008.452	87.008.023
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	20.658.757	19.928.742	18.431.558
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		709.578	103.430	98.687
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	3.070.504	2.604.750	2.213.883
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		116.382.478	127.645.374	107.752.151
PATRIMONIO				
Capital Emitido	20	218.704.832	248.704.832	262.774.773
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	20	84.791.477	68.925.205	47.583.055
Otras Reservas	20	4.642.494	5.044.870	64.830
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		308.138.803	322.674.907	310.422.658
Participaciones No Controladoras	20	4.119.408	3.919.058	4.435.568
TOTAL PATRIMONIO		312.258.211	326.593.965	314.858.226
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		508.712.311	512.650.784	471.618.459

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009
 (En miles de pesos)

Estado de 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	21	235.343.422	238.946.091
Otros ingresos, por Naturaleza	21	14.415.974	10.714.951
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(174.321.713)	(179.202.800)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(10.310.853)	(9.996.486)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(11.279.688)	(10.046.800)
Otros Gastos por Naturaleza	25	(23.335.516)	(20.813.105)
Otras Ganancias (Pérdidas)	36	3.468.629	(205.265)
Ingresos Financieros	26	518.473	537.423
Costos Financieros	26	(3.552.759)	(4.560.200)
Diferencias de Cambio	26	533.451	1.090.522
Resultados por Unidades de Reajuste	26	(2.558.040)	2.073.647
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		28.921.380	28.537.978
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(4.654.957)	(6.890.594)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		24.266.423	21.647.384
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		24.266.423	21.647.384
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		23.977.409	21.342.150
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	20	289.014	305.234
Ganancia (pérdida)		24.266.423	21.647.384
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	0,0028157	0,0025062
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	0,0028157	0,0025062
Ganancias por acción diluidas			
Ganancia (pérdida) Diluida por Acción Procedente de Operaciones Continuas	\$/acción	0,0028157	0,0025062
Ganancia (pérdida) Diluida por Acción Procedente de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) Diluida por Acción	\$/acción	0,0028157	0,0025062

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Otros Resultados Integrales Consolidados
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 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\$
Ganancia (Pérdida)		24.266.423	21.647.384
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos	20	(544.722)	(1.040.659)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		(544.722)	(1.040.659)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	20	171.016	-
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		171.016	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(373.706)	(1.040.659)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	20	(29.073)	-
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(29.073)	-
Otro Resultado Integral		(402.779)	(1.040.659)
Resultado Integral Total		23.863.644	20.606.725
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		23.575.033	20.302.532
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		288.611	304.193
Resultado Integral Total		23.863.644	20.606.725

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados consolidados de cambios en el patrimonio neto
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 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				
Saldo Inicial al 01/01/2010	248.704.832				(1.039.618)			6.084.488	5.044.870	68.925.205	322.674.907	3.919.058	326.593.965
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	248.704.832				(1.039.618)			6.084.488	5.044.870	68.925.205	322.674.907	3.919.058	326.593.965
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										23.977.409	23.977.409	289.014	24.266.423
Otro resultado integral					(544.177)	141.801			(402.376)		(402.376)	(403)	(402.779)
Resultado integral											23.575.033	288.611	23.863.644
Dividendos										(7.193.223)	(7.193.223)		(7.193.223)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(30.000.000)										(30.000.000)		(30.000.000)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios										(917.914)	(917.914)	(88.261)	(1.006.175)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto											-		-
Total de cambios en patrimonio	(30.000.000)	-	-	-	(544.177)	141.801	-	-	(402.376)	15.866.272	(14.536.104)	200.350	(14.335.754)
Saldo Final al 31/12/2010	218.704.832				(1.583.795)	141.801		6.084.488	4.642.494	84.791.477	308.138.803	4.119.408	312.258.211

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				
Saldo Inicial al 01/01/2009	262.774.773							64.830	64.830	47.583.055	310.422.658	4.435.568	314.858.226
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	262.774.773							64.830	64.830	47.583.055	310.422.658	4.435.568	314.858.226
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)									-	21.342.150	21.342.150	305.234	21.647.384
Otro resultado integral					(1.039.618)				(1.039.618)		(1.039.618)	(1.041)	(1.040.659)
Resultado Integral									-		20.302.532	304.193	20.606.725
Dividendos									-		-		-
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(8.050.283)								-		(8.050.283)		(8.050.283)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	(6.019.658)							6.019.658	6.019.658		-	(820.703)	(820.703)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto									-		-		-
Total de cambios en patrimonio	(14.069.941)	-	-	-	(1.039.618)	-	-	6.019.658	4.980.040	21.342.150	12.252.249	(516.510)	11.735.739
Saldo Final al 31/12/2009	248.704.832				(1.039.618)			6.084.488	5.044.870	68.925.205	322.674.907	3.919.058	326.593.965

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Flujo de Efectivo Directo Consolidados
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 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
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		285.157.933	299.318.742
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		284.746.125	292.959.839
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		181.663	-
Otros cobros por actividades de operación		230.145	6.358.903
Clases de pagos		(244.493.905)	(245.553.972)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(224.032.497)	(226.881.350)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(8.233.299)	(9.120.517)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		492	-
Otros pagos por actividades de operación		(12.228.601)	(9.552.105)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(600.904)	2.103.211
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		40.063.124	55.867.981
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		-	(756.333)
Préstamos a entidades relacionadas		(4.515.200)	(5.770.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		83.878	195.291
Compras de propiedades, planta y equipo		(30.290.678)	(31.132.095)
Cobros a entidades relacionadas		2.486.000	8.979.861
Intereses recibidos		419.026	417.497
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(31.816.974)	(28.065.779)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	27.077.523
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		16.500.000	-
Total importes procedentes de préstamos		16.500.000	27.077.523
Préstamos de entidades relacionadas		10.206.934	-
Pagos de préstamos		(22.782.951)	(6.921.323)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(1.532.000)	(1.908.600)
Dividendos pagados		(108.944)	(36.647)
Intereses pagados		(3.975.733)	(5.861.793)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(30.000.000)	(8.045.000)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(31.692.694)	4.304.160
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(23.446.544)	32.106.362
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		15.693	27.639
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		15.693	27.639
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(23.430.851)	32.134.001
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		36.191.457	4.057.456
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	12.760.606	36.191.457

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**Estados financieros consolidados**

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

(En miles de pesos)

1 Información General y Descripción del Negocio

Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante la “Sociedad” o “Saesa” fue constituida por escritura pública de fecha 18 de junio de 2001 con el nombre de PSEG Chile Holding S.A., con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, entre otras, acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

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 775 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelayen, inscrita con el número 28 y Sistema de transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 114.

Saesa y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Cautín (Región de La Araucanía) y Palena (Región de Los Lagos). Edelayen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

La filial SGA (Sociedad Generadora Austral S.A.) comercializa energía eléctrica en el mercado spot del CDEC-SIC y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado y otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados, se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Los principios y criterios son aplicados uniformemente por todas las filiales.

Los Estados Financieros consolidados de la Sociedad y sus filiales, 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 consolidados de la Sociedad y sus filiales, 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 consolidados fueron confeccionados de acuerdo a Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile y, por lo tanto, no coinciden con los saldos del ejercicio 2009 que han sido incluidos en los presentes estados financieros consolidados, 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 periodos 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 y sus filiales.

- 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 consolidados, 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 CINNIIF 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 del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados 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 consolidados 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 consolidados 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 en base a 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 y sus filiales 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 y sus filiales 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 y sus filiales, en los que se establece el compromiso por parte de ellas. 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 año.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad y sus filiales, 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 y sus filiales consideran 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 año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se consideran 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 y sus filiales 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 y sus filiales 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 consolidados comprenden los estados de situación financiera de Saesa y filiales al 31 de diciembre de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 1 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 al 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 Entidades filiales

Son Sociedades Filiales aquellas en las que la Sociedad controla la mayoría de los derechos de voto, o sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas.

En el siguiente cuadro se muestran todas las sociedades en que se da la situación descrita en el párrafo anterior a la fecha de los presentes estados financieros consolidados:

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2009	01/01/2009
				31/12/2010				
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL	TOTAL
CHILE	96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,1797%	0,0000%	93,1797%	93,1797%	91,8125%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	US\$	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%	99,9000%

Tal como indica la tabla anterior, a diciembre de 2010, respecto de diciembre 2009, no se produjeron cambios en las participaciones en sociedades incluidas en la consolidación.

2.7 Principios de consolidación y combinación de negocios

Las Sociedades filiales se consolidan por el método de integración global, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones entre la Sociedad y sus filiales.

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad y sus filiales, se han utilizado los siguientes principios:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor de mercado. En el caso 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.
- El valor de la participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las filiales consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integral consolidado.
- La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - o Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - o Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
 - o Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación.

2.8 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad y sus filiales 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 incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales se determinó como sigue:

Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	Dólar Estadounidense

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en el numeral 2.7 anterior.

2.9 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realizan la Sociedad y sus filiales en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, 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 integral.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada 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

2.10 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.

2.11 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, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado por este concepto ascendió a M\$632.866, por el año terminado al 31 de diciembre de 2010, y a M\$311.150, 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\$999.328 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 y a M\$922.126 por el año terminado al 31 de diciembre de 2009.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán 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 y filiales, revisan 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 y sus filiales efectuaron 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 y sus filiales, 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 y sus filiales, 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
Edificio	40-80
Plantas y equipos :	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	20-80
Equipo de tecnología de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	7
Otros equipos y herramientas :	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, las Sociedades tienen 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.

2.12 Activos intangibles

2.12.1 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.

2.12.2 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.

2.12.3 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.

2.12.4 Gastos de investigación y desarrollo

Durante el período presentado la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el ejercicio en que ocurren.

2.13 Deterioro de los activos

La Sociedad y sus filiales 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 el valor libro 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 hubiese 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, 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 el menor valor de inversión, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, la plusvalía comprada y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad y sus filiales en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad y sus filiales preparan las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración 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 y sus filiales tienen 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 y sus filiales tienen políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. Hasta la fecha no se han detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.14 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 y sus filiales 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 y sus filiales. 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.

2.15 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.

2.15.1 Activos Financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad y sus filiales, 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. Estos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. 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.

2.15.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado 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.

2.15.3 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.

2.15.4 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 y sus filiales.

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 y sus filiales. 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 y sus filiales clasifican 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 y cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad y sus filiales.

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 y sus filiales en forma habitual realizan 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 que exista algún derivado implícito, la Sociedad procede a su valorización y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.15.5 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 y sus filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad y sus filiales sólo tienen emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.16 Inventarios

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o 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 y sus filiales cumplirán con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libro 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 y sus filiales tendrán 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 a los empleados

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 operación.

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

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un

actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4,05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del período se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar 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 y sus filiales, 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 define como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades 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 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 de la plusvalía comprada que haya sido contabilizada 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 perpetuo y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, 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 y sus filiales consideran 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 una 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 distribuable 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 ejercicio, 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, entendiéndose por éstos 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 y sus filiales, 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 Edelayen 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 cuatro 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.

- a) **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.
- b) **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.
- c) **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 Edelayen, 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 en 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	<u>Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa)</u> <ul style="list-style-type: none"> 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. <u>Área No Común</u> <ul style="list-style-type: none"> De acuerdo a los flujos esperados.
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 (CTLPL).

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 y sus filiales emitieron sus estados financieros consolidados de acuerdo con PCGA chilenos. A partir de 1 de enero de 2010 la Sociedad y sus filiales emiten sus estados financieros consolidados de acuerdo con IFRS.

Las cifras incluidas en estos estados financieros consolidados referidas al ejercicio 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 IFRS 1: "Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera".

IFRS 1 por lo general exige la aplicación retrospectiva completa de las normas e interpretaciones vigentes a la fecha de la primera emisión de informes. Sin embargo, también 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 y sus filiales aplicaron las siguientes exenciones:

- a) **Combinaciones de negocios:** No se remedirán las adquisiciones realizadas antes del 1° de enero de 2009.
- b) **Costo atribuido:** Se utiliza la retasación previa de todos los componentes de propiedades, planta y equipo, así como los intangibles distintos de plusvalía 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:

SalDOS al 01/01/2009 con PCGA Chile	246.718.085
Incorporación de participaciones no controladoras (6)	4.550.237
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	62.364.846
Tasación de servidumbres (1)	20.584.834
Valor actuarial IAS (5)	(481.140)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(1.711.690)
Valor Bonos según valor razonable (7)	(7.521.592)
Ajustes activos financieros de largo plazo (créditos tributarios por recuperar) (9)	(237.000)
Impuestos diferidos	(9.189.623)
Otros	(104.063)
Ajuste de participaciones no controladoras (6)	(114.669)
Total ajustes a NIIF	63.589.904
Patrimonio bajo criterio NIIF al 01/01/2009	314.858.226

Saldos al 31/12/2009 con PCGA Chile	243.822.683
Incorporación de participaciones no controladoras (6)	3.994.895
Propiedad, Planta y Equipo a costo revaluado (1)	62.364.846
Servidumbres a costo revaluado (1)	20.584.834
Valor actuarial IAS (5)	(481.140)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(1.711.690)
Valor Bonos según valor razonable (7)	(7.521.592)
Ajustes activos financieros de largo plazo (créditos tributarios por recuperar) (9)	(237.000)
Impuestos diferidos	(9.189.623)
Corrección monetaria del patrimonio (3)	5.650.354
Otros	(104.063)
Diferencia de cambio asociada (11)	(1.039.618)
Ajuste resultado NIIF	10.536.915
Ajuste de participaciones no controladoras (6)	(75.837)
Total ajustes a NIIF	78.776.387
Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/12/2009	326.593.965

Resultado PCGA Chile al 31/12/09	10.805.236
Elimina corrección monetaria (3)	1.639.435
Variación depreciación (1)	(2.498.180)
Valor actuarial IAS (5)	(48.686)
Activación de intereses	309.412
Elimina amortización de intangibles (2) (4)	9.685.840
Ajuste amortización Bonos (7)	855.987
Pérdida en venta de Propiedad, Planta y Equipo	(160.261)
Diferencia de cambio ítems monetarios (12)	1.021.773
Impuestos diferidos	(347.734)
Otros	79.325
Total ajustes a NIIF	10.536.914
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF	21.342.150

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, PCGA chilenos	4.117.212
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(59.756)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, NIIF	4.057.456

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, PCGA chilenos	36.256.229
C. Monetaria actividades de la operación	(440.123)
C. Monetaria actividades de financiamiento	32.408
C. Monetaria actividades de inversión	260.287
Eliminación C. Monetaria	147.428
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(64.772)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, NIIF	36.191.457

Principales ajustes 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 PGCA 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 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 comprada, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada la plusvalía comprada.

- 5) **Beneficios al personal:** Corresponde a ajuste originado por la metodología de cálculo establecida en NIC 19.
- 6) **Incorporación de los accionistas minoritarios:** Bajo PCGA chilenos, el patrimonio neto lo constituyen únicamente la participación correspondiente a los accionistas de la Sociedad dominante, sin embargo, en IFRS, el patrimonio neto lo constituyen tanto la participación correspondiente a los accionistas de la Sociedad dominante, como la de los accionistas minoritarios. Por lo tanto, la participación de los accionistas minoritarios presentados en el estado de situación financiera consolidado de la Sociedad, elaborados de acuerdo a PCGA chilenos se incorpora al patrimonio neto del estado de situación financiera consolidado elaborado de acuerdo a NIIF.
- 7) **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.
- 8) **Eliminación de cuentas complementarias de impuesto diferidos:** De acuerdo a las 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 Chilenos la determinación de los impuestos diferidos sigue un esquema similar, excepto porque los PCGA Chilenos permitan 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.
- 9) **Activos Financieros no corrientes:** La Sociedad y sus filiales han adoptado el criterio de medir al inicio, a valor razonable, ciertos activos que se recuperan en el largo plazo en función de los flujos generados en el futuro por ella, específicamente créditos tributarios asociados a la Ley Austral. Posteriormente se valorizan según el método de la tasa efectiva y anualmente se verifica la existencia de deterioro en virtud de capacidad de generación de flujos.
- 10) **Reversa impuesto diferido intangibles de carácter indefinido:** La Sociedad y sus filiales no reconocen diferencias temporarias para las servidumbres de carácter indefinido ya que puede controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible. En PCGA chilenos, debido a que tenían amortización la Sociedad reconocía diferencias temporarias por estos activos.
- 11) **Diferencia de cambio en sociedad con distinta moneda funcional:** La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta a la de la Sociedad de acuerdo con lo indicado en la práctica Principios de consolidación y combinación de negocios origina diferencias de conversión que son contabilizadas en patrimonio.
- 12) **Diferencia de cambio ítems monetarios:** Corresponde a la diferencia de cambio de las partidas monetarias en pesos chilenos que tienen las filiales con moneda funcional dólar.

5 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

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

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Efectivo en Caja	1.445.040	1.585.260	3.262.842
Saldo en Bancos	2.063.386	1.765.132	736.749
PRBC	-	-	57.865
Otros instrumentos de renta fija	9.252.180	32.841.065	-
Totales	12.760.606	36.191.457	4.057.456

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como fondos mutuos, de plazo inferior a 3 meses, que son tomados por la Sociedad y sus filiales 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 efectivo y equivalentes al efectivo es el siguiente:

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	12.748.224	36.166.714	4.019.492
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	12.382	24.743	37.964
Totales		12.760.606	36.191.457	4.057.456

6 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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:

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	43.639.054	-	39.328.922	-	41.556.164	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	15.949.988	2.853.749	11.253.575	2.679.630	9.436.332	2.394.374
Totales	59.589.042	2.853.749	50.582.497	2.679.630	50.992.496	2.394.374

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	41.395.339	-	37.519.125	-	40.485.795	-
Otras cuentas por cobrar, neto	14.520.686	2.389.671	10.166.111	2.489.630	8.557.475	2.394.374
Totales	55.916.025	2.389.671	47.685.236	2.489.630	49.043.270	2.394.374

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2010 es de M\$ 58.305.696, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 50.174.866 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 51.437.644.

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 y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece la ley, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2010 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 402 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad Miles	Participación ventas %
Residencial	351	32%
Comercial	32	31%
Industrial	3	25%
Otros	16	12%
Totales	402	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales 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\$ 1.622.856, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 1.473.918 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 1.018.607.

- 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	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
	Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	10.849.885	10.730.116	13.751.265
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.080.600	788.212	1.372.481
Con vencimiento entre seis y doce meses	383.876	621.893	830.793
Con vencimiento mayor a doce meses	116.227	265.047	233.700
Total	12.430.589	12.405.269	16.188.239

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\$
Saldo al 01 de enero de 2009	1.949.226
Aumentos (disminuciones) del período	1.265.400
Montos castigados	(127.365)
Saldo al 31 de diciembre 2009	3.087.261
Aumentos (disminuciones) del período	1.120.336
Montos castigados	(70.502)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	4.137.095

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

a. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios 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 II S.A.	170.289.963	8.514.710.516.855	8.514.880.806.818	99,9921%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	3.898	116.936.102	116.940.000	0,0014%
MSIP CONDOR	113.543.182	-	113.543.182	0,0013%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.855	55.648.145	55.650.000	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.341	40.228.659	40.230.000	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda	1.236	37.078.764	37.080.000	0,0004%
Gastón Cortés Cruz	1.038	31.138.962	31.140.000	0,0004%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A	1.008	30.238.992	30.240.000	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	836	25.079.164	25.080.000	0,0003%
Conca Hnos. Ltda..	748	22.439.252	22.440.000	0,0003%
Minoritarios	6.593	197.783.407	197.790.000	0,0023%
Total	283.851.698	8.515.267.088.302	8.515.550.940.000	

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus filiales, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta Nota.

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 no consolidables 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\$
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	89.476		53.891			
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Cuenta mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.029.200				498.043	
76067075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	15.858					
76042977-5	Inversiones Los Lagos Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$					3.120	
76073162-5	Inversiones Los Lagos II S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	50.657					
76073164-1	Inversiones Los Lagos III S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.004					
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.042					
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	131					
76024762-6	MSIP Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.655		3.527			
76833170-7	Andescan SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.148		19			
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.016.239		1.165.736			
Total							3.219.410	-	1.223.173	-	501.163	-

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\$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.804.269		1.559.150		-	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	9.156.220		481.568		459.839	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	25					
76073162-5	Inversiones Los Lagos II S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	7.192.657					
76024762-6	MSIP Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	96					
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$					1.301.970	
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.252		2.548		3.672	
Extranjero	Lawrence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF			3.664			
7051188-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF			3.770			
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF			1.675			
Extranjero	Lawrence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF			5.498			
7051188-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF			5.655			
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF			2.513			
Total							20.156.519	-	2.066.041	-	1.765.481	-

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\$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Cobro peajes, mant. y otros	64.277	453.147
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta Mercantil	33.932	124.922
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(15.549.291)	(8.442.119)
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos	(1.125.348)	(808.527)
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta Mercantil	3.122	(70.872)
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	868.106	725.230
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	8.006	176.037
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	66.432	53.806
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	18.205	667.177
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Cuenta Mercantil	(289.050)	(11.859)

c. 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 directores en sus cargos.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones con el Directorio

No existen saldos por cobrar a los Directores.

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

Director	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Lawrence S. Coben	-	5.498	-
Pedro Pablo Errázuriz	-	5.655	-
Jorge Lesser García-Huidobro	-	2.513	-
Total	-	13.666	-

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 Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director en la Sociedad, para el período abril 2010 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas en 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, renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de SAESA. Sólo los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz Molina y Larry Coben recibirán su remuneración.

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.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 son las siguientes:

Director	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Lawrence S. Coben	7.697	4.774	-
Pedro Pablo Errázuriz	8.518	-	-
Jorge Lesser García-Huidobro	5.380	3.144	-
Iván Díaz Molina	385	-	-
Total	21.980	7.918	-

- c) Durante el año 2010, Saesa realizó pagos a empresas relacionadas por un monto de M\$46.290 (M\$69.283 en 2009), correspondiente a asesorías prestadas por Consultora San Pedro y San Pablo Ltda. M\$11.004 (M\$16.506 en 2009), Sociedad Inversiones LEDE Ltda. M\$11.549 (M\$17.323 en 2009) y Tremesis Energy LLC M\$23.737 (M\$35.454 en 2009), empresas en que los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro y Lawrence S. Coben son socios, respectivamente.

d) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente General, seis Gerentes de Área y 17 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$1.603.068 al 31 de diciembre de 2010 y a M\$1.553.595 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 y 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.

e) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

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	6.541.278	8.001.980	7.422.899
Materiales en tránsito	896.839	497.447	280.928
Existencias retail	621.217	789.449	118.345
Petróleo	189.143	381.936	203.255
Provisión por obsolescencia	(568.996)	(1.017.141)	(706.899)
Totales	7.679.481	8.653.671	7.318.528

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	8.384.020	8.028.934
Otros gastos por naturaleza (*)	2.480.339	1.584.038
Totales	10.864.359	9.612.972

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2010 ascienden a M\$ 8.906.029 (M\$ 10.457.909 en 2009) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2010 ascienden a M\$ 136.513 (M\$ 711.144 en 2009).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M\$ 276.306 para el año 2010, y M\$ 403.121 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 de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009, es el siguiente:

	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Impuesto renta por recuperar	872.355	1.853.451	258.134
IVA Crédito fiscal por recuperar	195.771	650.010	1.480.601
Crédito por utilidades absorbidas	694.252	686.716	3.795.675
Crédito Sence	43.423	40.805	38.319
Otros	-	-	932.405
Totales	1.805.801	3.230.982	6.505.134

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:

	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Impuesto a la renta	1.668.838	208.428	333.192
Iva Débito fiscal	1.530.086	1.247.001	1.607.303
Otros	49.535	52.049	36.422
Totales	3.248.459	1.507.478	1.976.917

10 Otros Activos Financieros no Corriente

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:

Otros activos financieros no corriente	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito por Impuesto Ley Austral	-	1.069.333	-	976.000	-	1.372.000
TOTAL	-	1.069.333	-	976.000	-	1.372.000

Este activo corresponde a crédito por impuestos Ley Austral, que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizados.

11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos intangibles neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables, neto	24.746.728	24.957.543	22.869.076
Servidumbres	22.182.979	22.182.979	22.182.979
Software	2.563.749	2.774.564	686.097

Activos intangibles bruto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	26.065.954	25.394.308	23.135.204
Servidumbres	22.182.979	22.182.979	22.182.979
Software	3.882.975	3.211.329	952.225

Amortización activos intangibles	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables	(1.319.226)	(436.765)	(266.128)
Servidumbres	-	-	-
Software	(1.319.226)	(436.765)	(266.128)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2010 y 2009 son los siguientes:

Movimiento año 2010	Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010	2.774.564	22.182.979	24.957.543
Movimientos			
Adiciones	825.410	-	825.410
Retiros	(33.943)	-	-
Gastos por amortización	(1.002.282)	-	(1.002.282)
Total movimientos	(210.815)	-	(210.815)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	2.563.749	22.182.979	24.746.728

Movimiento año 2009	Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	686.097	22.182.979	22.869.076
Movimientos			
Adiciones	2.259.103	-	2.259.103
Gastos por amortización	(170.636)	-	(170.636)
Total movimientos	2.088.467	-	2.088.467
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	2.774.564	22.182.979	24.957.543

Los derechos de servidumbre se presentan al costo y los adquiridos a partir de la fecha de transición al costo 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.

12 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009:

Rut	Compañía	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061	124.944.061

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 y sus filiales al 31 de diciembre de 2010 y al 31 diciembre de 2009, 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.

13 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\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	271.156.029	258.777.692	244.562.949
Construcción en Curso	38.053.117	37.273.647	16.942.182
Terrenos	13.448.087	13.430.686	13.440.754
Edificios	7.454.466	7.049.827	7.333.375
Planta y Equipo	207.067.254	194.903.500	199.858.457
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.212.121	1.257.708	1.371.407
Instalaciones Fijas y Accesorios	443.011	520.664	586.334
Vehículos de Motor	2.052.577	2.614.859	2.654.811
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.425.396	1.726.801	2.375.629

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	337.834.385	319.209.764	295.529.911
Construcción en Curso	38.053.117	37.273.647	16.942.182
Terrenos	13.448.087	13.430.686	13.440.754
Edificios	11.430.007	10.817.466	10.934.827
Planta y Equipo	261.431.522	241.364.833	238.422.030
Equipamiento de Tecnologías de la Información	4.798.332	5.141.401	4.856.756
Instalaciones Fijas y Accesorios	894.653	1.086.606	1.075.010
Vehículos de Motor	2.988.761	3.360.249	3.189.764
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.789.906	6.734.876	6.668.588

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(66.678.356)	(60.432.072)	(50.966.962)
Edificios	(3.975.541)	(3.767.639)	(3.601.452)
Planta y Equipo	(54.364.268)	(46.461.333)	(38.563.573)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.586.211)	(3.883.693)	(3.485.349)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(451.642)	(565.942)	(488.676)
Vehículos de Motor	(936.184)	(745.390)	(534.953)
Otros	(3.364.510)	(5.008.075)	(4.292.959)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 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 final al 31 de diciembre de 2009		37.273.647	13.430.686	7.049.827	1.257.708	520.664	2.614.859	1.726.801	194.903.500
Movimientos	Adiciones	20.582.329	51.616	675.832	758.752	11.528	60.317	442.803	21.683.717
	Retiros	(19.802.859)	(34.215)	(30.241)	(56.047)	(20.075)	(184.460)	(3.855)	(1.479.399)
	Gastos por depreciación	-	-	(240.952)	(748.292)	(69.106)	(438.139)	(740.353)	(8.040.564)
	Total movimientos	779.470	17.401	404.639	(45.587)	(77.653)	(562.282)	(301.405)	12.163.754
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		38.053.117	13.448.087	7.454.466	1.212.121	443.011	2.052.577	1.425.396	207.067.254

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		16.942.182	13.440.754	7.333.375	1.371.407	586.334	2.654.811	2.375.629	199.858.457
Movimientos	Adiciones	20.331.465	-	2.936	377.413	20.449	644.411	110.064	3.102.499
	Retiros	-	(10.068)	(49.955)	(21.860)	(4.941)	(304.974)	(19.977)	(86.555)
	Gastos por depreciación	-	-	(236.529)	(469.252)	(81.178)	(379.389)	(738.915)	(7.970.901)
	Total movimientos	20.331.465	(10.068)	(283.548)	(113.699)	(65.670)	(39.952)	(648.828)	(4.954.957)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009		37.273.647	13.430.686	7.049.827	1.257.708	520.664	2.614.859	1.726.801	194.903.500

La Sociedad y filiales, han 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 los 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, subtransmisión y generación eléctrica se revalorizaron el 31 de diciembre de 2008. Las tasaciones que se llevaron a cabo, fueron utilizadas como costo atribuido para la transición a IFRS.
- La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, 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.
- Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 incluyen activación de costos financieros por M\$632.866 al 31 de diciembre 2010 y a M\$311.150 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$999.328 al 31 de diciembre 2010 y a M\$922.126 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009.
- 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.

14 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

14.1 Impuesto a la renta

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

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Gasto por impuestos corrientes	3.495.787	1.720.013
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	(317.800)	(686.716)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	41.503	-
Otro gasto por impuesto corriente	6.870	20.358
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	3.226.360	1.053.655
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	1.428.597	5.836.939
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	1.428.597	5.836.939
Gasto por impuesto a las ganancias	4.654.957	6.890.594

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Utilidad Antes de Impuestos	28.921.380	28.537.978
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (17%)	(4.916.635)	(4.851.456)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	46.610	218.023
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(247.064)	(114.280)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	1	(2.164.265)
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	9.839
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	(74.783)	(501)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(723.534)	-
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	1.058.312	(1.368)
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	64.540	(9.044)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(856)	(2.310)
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	138.453	24.768
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	261.679	(2.039.138)
(Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(4.654.956)	(6.890.594)
Tasa impositiva efectiva	16,10%	24,15%

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 (mayor) gasto por impuesto a las ganancias de M\$ 71.409 al 31 de diciembre 2010.

14.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de 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	-	-	-	20.489.570	19.682.343	17.899.925
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	33.399	16.163	27.614	-	1.869	2.263
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	759.163	524.834	331.369	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	150.417	133.478	112.137	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	104.411	172.914	120.172	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	124.866	65.597	16.284	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	703.929	782.881	896.651	5.145	6.281	25.525
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	-	852.647	5.411.920	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	306.782	276.680	237.771	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	143.955	169.321	180.352	164.042	238.249	503.845
Impuestos diferidos relativos a Derivados	128.163	-	-	-	-	-
Total Impuestos Diferidos	2.455.085	2.994.515	7.334.270	20.658.757	19.928.742	18.431.558

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Consolidado en el ejercicio 2010 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	7.334.270	18.431.558
Incremento (decremento)	(4.313.934)	1.497.184
Otros incrementos (decrementos)	(25.821)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2009	2.994.515	19.928.742
Incremento (decremento)	(539.430)	730.015
Saldo al 31 de diciembre de 2010	2.455.085	20.658.757

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 y sus filiales considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades cubren lo necesario para recuperar esos activos.

La Sociedad y sus filiales están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

15 Otros Pasivos Financieros

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

Préstamos que devengan interés

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro 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	15.885.218	21.437.774	759.559	23.673.336	743.548	3.531.633
Bonos	564.846	70.505.865	6.871.662	81.335.116	7.168.124	83.476.390
Derivados (*)	615.187	-	-	-	-	-
Totales	17.065.251	91.943.639	7.631.221	105.008.452	7.911.672	87.008.023

(*) Ver nota 16.2

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Segmento Pais	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2010	1 a 5 años	5 años a más	al 31-12-2010
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	semestral	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	23.970	23.970	21.437.774	-	21.437.774
Chile	USD	anual	1,95%	Sin Garantía	-	-	-	15.861.248	15.861.248	-	-	-
Totales					-	-	-	15.885.218	15.885.218	21.437.774	-	21.437.774

Segmento Pais	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2009	1 a 5 años	5 años a más	al 31-12-2009
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	semestral	2,37%	Sin Garantía	-	-	-	701.347	701.347	2.758.180	-	2.758.180
Chile	UF	semestral	1,84%	Sin Garantía	-	-	-	58.212	58.212	20.915.156	-	20.915.156
Totales					-	-	-	759.559	759.559	23.673.336	-	23.673.336

Segmento Pais	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 01-01-2009	1 a 5 años	5 años a más	al 01-01-2009
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	semestral	6,11%	Sin Garantía	-	-	-	556.650	556.650	2.114.628	528.653	2.643.281
Chile	UF	semestral	6,11%	Sin Garantía	-	-	-	186.898	186.898	-	888.352	888.352
Totales					-	-	-	743.548	743.548	2.114.628	1.417.005	3.531.633

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero 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
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	23.970	23.970	21.437.774	-	21.437.774
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	1,95%	ANUAL	-	15.861.248	15.861.248	-	-	-
Totales						-	15.885.218	15.885.218	21.437.774	-	21.437.774

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
SAESA	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	524.929	524.929	2.064.383	-	2.064.383
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	UF	1,84%	SEMESTRAL	-	58.212	58.212	20.915.156	-	20.915.156
LUZ OSORNO	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	176.418	176.418	693.797	-	693.797
Totales						-	759.559	759.559	23.673.336	-	23.673.336

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	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
SAESA	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	556.650	556.650	2.643.281	-	2.643.281
LUZ OSORNO	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	186.898	186.898	888.352	-	888.352
Totales						-	743.548	743.548	3.531.633	-	3.531.633

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 al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Segmento Pais	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	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
Chile	UF	anual	3,32%	Sin Garantía	-	-	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
Totales					-	-	-	564.846	564.846	21.473.622	49.032.243	70.505.865

Segmento Pais	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	3,50%	Sin Garantía	-	-	-	6.393.630	6.393.630	12.565.728	-	12.565.728
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	439.976	439.976	8.869.926	41.392.986	50.262.912
Chile	UF	anual	3,32%	Sin Garantía	-	-	-	38.056	38.056	9.082.180	9.424.296	18.506.476
Totales					-	-	-	6.871.662	6.871.662	30.517.834	50.817.282	81.335.116

Segmento Pais	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	3,50%	Sin Garantía	-	-	-	6.587.053	6.587.053	19.307.313	-	19.307.313
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	450.684	450.684	6.057.196	45.428.972	51.486.168
Chile	UF	anual	3,32%	Sin Garantía	-	-	-	130.387	130.387	4.101.881	8.581.028	12.682.909
Totales					-	-	-	7.168.124	7.168.124	29.466.390	54.010.000	83.476.390

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2010, y 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
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,32%	Sin Garantía	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
Totales					-	564.846	564.846	21.473.622	49.032.243	70.505.865

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
SAESA	BONO SERIE E/ N°397	UF	3,50%	Sin Garantía	-	6.393.630	6.393.630	12.565.728	-	12.565.728
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	439.976	439.976	8.869.926	41.392.986	50.262.912
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,32%	Sin Garantía	-	38.056	38.056	9.082.180	9.424.296	18.506.476
Totales					-	6.871.662	6.871.662	30.517.834	50.817.282	81.335.116

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
SAESA	BONO SERIE E/ N°397	UF	3,50%	Sin Garantía	-	6.587.053	6.587.053	19.307.313	-	19.307.313
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	450.684	450.684	6.057.196	45.428.972	51.486.168
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,32%	Sin Garantía	-	130.387	130.387	4.101.881	8.581.028	12.682.909
Totales					-	7.168.124	7.168.124	29.466.390	54.010.000	83.476.390

f) Colocación de Bonos

Con fecha 19 de diciembre de 2007 la Sociedad colocó la emisión de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento. Los referidos bonos Serie G fueron colocados con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores con fecha 17 de septiembre de 2002, bajo el número 301. Los fondos serán destinados al refinanciamiento de las amortizaciones de los bonos Serie E que fueron colocados con cargo a la Línea de Bonos inscrita bajo el número 397.

Con fecha 21 de octubre de 2008, la Sociedad realizó una segunda colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E.

Con fecha 27 de octubre de 2009, la Sociedad realizó una tercera colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E.

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 y filiales incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones relacionadas con el mantenimiento del control de las empresas eléctricas por parte de la Matriz, así como el mantenimiento de sus activos esenciales (líneas e instalaciones de distribución de la Sociedad, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos que permitan a la Sociedad y sus filiales en conjunto, tener la capacidad de distribuir a lo menos mil GWh al año). 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 (medido sobre estados financieros consolidados)

En la Sociedad:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE consolidado no superior a 1,25 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 3,5 veces.

Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones.

16 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 expuesto Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales son los siguientes:

16.1 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.

16.1.1 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) 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. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta noviembre de 2010.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se ha visto retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa, quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente en la etapa de revisión para efectuar análisis más detallados.

Los riesgos relacionados con la regulación de los negocios de Distribución y Subtransmisión son bajos, debido a que por definición se remuneran sobre la base de una rentabilidad razonable aplicada a la inversión realizada, además de los costos de operar esos activos. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión en curso no se esperan efectos adversos en los ingresos de la compañía.

d) 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.

e) 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 2 años (2010 – 2012).

16.2 Riesgo financiero

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 85% 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 y sus filiales.

Por otro lado, cerca del 47% de la deuda financiera está a tasa fija, un 37% a tasa variable y un 15% 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 y 13 de octubre de 2010, la Sociedad suscribió deudas en USD a tasa variable Libo por MUSD 23.185 (M\$ 10.851.038 al 31.12.10) y MUSD 10.504 (M\$ 4.916.071 al 31.12.10), respectivamente. Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrato dos Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasas finales de: 0,95 + UF y 1,75 + 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 y sus filiales es menor.

16.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso realizan 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 en la Sociedad y sus filiales.

Al 31 de diciembre la Sociedad tiene dos créditos en USD de MUSD 23.185 (M\$ 10.851.038 al 31.12.10) y MUSD 10.504 (M\$ 4.916.071 al 31.12.10), la exposición de moneda se encuentra acotada a través de un Cross Currency Swap (Ver nota 16.2).

La filial SGA tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representa esta sociedad como parte de los flujos consolidados de la Sociedad son inferiores al 7%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

16.2.2 Variación UF

El 85% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad y sus filiales.

De los ingresos de la Sociedad un 85% 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.

16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 63% 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\$411 durante el periodo enero - diciembre de 2010. Para este análisis no se consideró los créditos 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	37%	34%
Tasa Interés Protegida	15%	0%
Tasa Interés Fija	47%	66%

16.2.4 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 y sus filiales. 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.

Saesa y sus filiales en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la sociedad Frontel, 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.

16.2.5 Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales tienen 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 estable 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 y sus filiales 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 importantes 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 y sus filiales, 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.

16.2.6 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 M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y derechos por cobrar	-	58.305.696	-	-	58.305.696
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	3.219.410	-	-	3.219.410
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	12.760.606	-	-	-	12.760.606
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	1.069.333	-	-	1.069.333

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y derechos por cobrar	-	50.174.866	-	-	50.174.866
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	1.223.173	-	-	1.223.173
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	36.191.457	-	-	-	36.191.457
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	976.000	-	-	976.000

al 1 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y derechos por cobrar	-	51.437.644	-	-	51.437.644
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	501.163	-	-	501.163
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	4.057.456	-	-	-	4.057.456
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	1.372.000	-	-	1.372.000

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	-	108.393.703	-	-	108.393.703
Derivado	-	-	-	615.187	615.187
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	30.807.617	-	-	30.807.617
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	20.156.519	-	-	20.156.519

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	-	112.639.673	-	-	112.639.673
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	38.627.216	-	-	38.627.216
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	2.066.041	-	-	2.066.041

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	-	94.919.695	-	-	94.919.695
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	29.849.275	-	-	29.849.275
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	1.765.481	-	-	1.765.481

16.2.7 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	615.187	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Total	615.187				

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.

16.2.8 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\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.445.040	1.445.040
Saldo en Bancos	2.063.386	2.063.386
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	55.916.025	55.916.025

Pasivos Financieros - al 31.12.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	37.322.992	32.577.125
Bonos	71.070.711	77.516.600
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	30.807.617	30.807.617

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.

- a) 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).
- b) 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 es una buena aproximación del Fair Value.
- c) 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.
- d) 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.

17 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 1 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	24.733.896	34.988.156	24.729.600
Cuentas por pagar bienes y servicios	4.646.961	2.578.551	3.646.365
Dividendos por pagar a terceros	85.795	97.410	41.026
Cuentas por pagar instituciones fiscales	123.034	110.290	97.099
Otras cuentas por pagar	1.217.931	852.809	1.335.185
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	30.807.617	38.627.216	29.849.275

18 Provisiones

18.1 Provisiones corrientes

18.1.1 Otras Provisiones

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

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	841.180	938.510	541.818
Totales	841.180	938.510	541.818

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2010 y 2009, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009	938.510
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	486.081
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(78.274)
Provisión utilizada	(243.976)
Reversos de provisión no utilizada.	(261.161)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(97.330)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	841.180

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	541.818
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	452.890
Incremento (decremento) en provisiones existentes	120.191
Provisión utilizada	(20.046)
Reversos de provisión no utilizada	(156.343)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	396.692
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	938.510

18.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
	M\$	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	778.995	785.166	720.208
Provisión por beneficios anuales	2.254.157	2.280.929	1.971.441
Total	3.033.152	3.066.095	2.691.649

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2010 y 2009, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009	3.066.095
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	9.055
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.617.397
Provisión utilizada	(1.659.395)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(32.943)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	3.033.152

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	2.691.649
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	87.934
Incremento (decremento) en provisiones existentes	450.931
Provisión utilizada	(187.804)
Reversos de provisión no utilizada	-
Otro incremento (decremento)	23.385
Total movimientos en provisiones	374.446
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	3.066.095

18.2 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 1 de enero de 2009, es el siguiente:

	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	3.070.504	2.604.750	2.213.883
Total	3.070.504	2.604.750	2.213.883

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

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	2.213.883
Provisión del período	444.388
Pagos en el período	(53.521)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	2.604.750
Provisión del período	690.812
Pagos en el período	(225.058)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	3.070.504

- c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,50%
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\$ 186.441 (respecto de utilizar la tasa de 5,00% de 2009), equivalente a un 7,84% de la obligación total. El efecto fue cargado a resultados del año.

18.3 Juicios y multas

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

18.3.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
SAESA	1° Juzgado de Letras de Pto. Montt	2547-2006	Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento de trabajador de contratista ocurrida en el año 1999. (Hernández con SAESA)	Recurso de casación rechazado. Pendiente cumplimiento por parte del deudor principal	10.728
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	30197	Demanda de indemnización de perjuicios por daños derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.456
SAESA	1° Juzgado de Letras de Pto. Montt	6743-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en domicilio. (Sanhueza con SAESA)	Proceso en etapa de prueba.	21.456
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4642-MULTA 74	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.282
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4643-MULTA 76	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.282
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4644-MULTA 73	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.282
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4645-MULTA 75	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.282
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4646-MULTA 77	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.282
SAESA	Juzgado de Letras de Quellón	258	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	790
SAESA	1° Juzgado Laboral de Puerto Montt	85-2008	Demanda laboral subsidiaria (Marchant con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	400-2009	Demanda de indemnización de perjuicios por reposición tardía de suministro. (Chovar con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia en etapa de prueba	23.000
SAESA	5° Juzgado Civil de Santiago	C-33096-2008	Demanda de cobro de pesos por traslado de redes eléctricas. (Fisco con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	2005-2009	Demanda de nulidad de convenio de pago (Prociat con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avendaño con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4924-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (Rojas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4921-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (González con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Lonchoche	8293	Demanda de indemnización de perjuicios en procedimiento especial indígena (Antillanca con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	18.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	1979-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por daños derivados de problemas de voltaje. (González Cárdenas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	38.350
SAESA	2° Juzgado Civil de Valdivia	356-09	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por faenas de roce (Quil con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	23.623
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Huaihuén Limitada con Saesa)	Proceso pendiente en 1 instancia	121.600
SAESA	Corte de Apelaciones	629-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Proceso pendiente en 1 instancia	0
SAESA	1° Juzgado de Letras de Puerto Montt	5047-10	Demanda de indemnización de perjuicios (Ulloa con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	392.500
SAESA	2° Juzgado de Letras de Osorno	21610	Demanda de indemnización de perjuicios contractual (Frigorífico con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	25.974
SAESA	Juzgado del Trabajo de Puerto Montt	RUC: 10-4-0044520-1	Demanda laboral subsidiaria (Velásquez con SAESA)	Proceso pendiente	1.864
SAESA	Juzgado de Trabajo de Temuco	RUC: 10-4-0046989-5	Demanda laboral subsidiaria (Fuentes Silva con Soto y SAESA)	Proceso pendiente	16.419
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chile chico	3588	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal (Pérez con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 1 instancia. Estado de abandono de procedimiento	21.456
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	019-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	6.769
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	24-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	135.378
LUZ OSORNO	1° Juzgado de Letras de Osorno	545-10	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual (Neaguel con Luz Osorno)	Proceso pendiente en 1° instancia	60.000

Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. 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 y sus filiales cuentan 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 obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

18.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.10	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	31.964
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	9.401
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	16.922
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	18.803
SAESA	Res. Ex. 3488 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de	Recurso de reposición pendiente	93.862
SAESA	Res. Ex. 2510 de fecha 31.12.10	VIAL.	Falta de permiso vialidad	En trámite.	1.880
SAESA	Res. Ex. 2509 de fecha 31.12.10	VIAL.	Falta de permiso vialidad	En trámite.	1.880
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	18.803
STS	Res. 3941/10/35 de fecha 25.05.10	SEC	Ley de subcontratación.	Pagada 21.10.10	0
STS	Res. Multa 8225/10/67 de fecha 03.12.10	DIR. TRABAJO	Condiciones sanitarias contratista.	En trámite.	2.256
EDELAYSEN	Res. Ex. 182 DRXI de fecha 23.11.10	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente	3.761
EDELAYSEN	Res. Ex. 183 DRXI de fecha 24.11.10	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente	11.282
EDELAYSEN	Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de	Recurso de reposición pendiente	48.285
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	24.443
LUZ OSORNO	Res. Ex. 3489 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	8.123
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 3620/07/72 de fecha 01.10.07	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente Reclamo de ilegalidad	8.273
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.08	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente solicitud de invalidación	1.504
SAESA	Res. Ex. 107 de fecha 12.11.07	SEC	Calidad de producto	Multa pendiente de pago.	9.401
SAESA	Res. Ex. 8030/08/39 de fecha 24.04.08	DIR. TRABAJO	Laborales	Multa pendiente de pago	2.256
SAESA	Res. Ex. 138 de fecha 31.08.09	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente.	28.204
SAESA	Res. Ex. 2263 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	60.469
EDELAYSEN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.09	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	1.880
EDELAYSEN	Res. Ex. 091 de fecha 17.09.09	SEC	Atención cliente	Recurso de reposición pendiente.	11.282
EDELAYSEN	Res. Ex. 2266 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	6.769
LUZ OSORNO	Res. Ex. 234 de fecha 03.07.07	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente	978
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2262 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.708

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados 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 obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

19 Otros Pasivos no Financieros

El movimiento de este rubro del Estado de Situación Consolidado adjunto durante el año 2010 y 2009, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
	M\$	M\$	M\$
Obras FNDR	2.734.653	3.229.598	3.627.345
Otras obras de terceros	2.184.791	1.345.286	643.925
Total otros pasivos no financieros corrientes	4.919.444	4.574.884	4.271.270

Las subvenciones 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 sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.2

20 Patrimonio

20.1 Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2010 el capital social de SAESA ascendía a M\$218.704.832, al 31 de diciembre de 2009 ascendía a M\$248.704.832 y al 01 de enero de 2009 ascendía a M\$262.774.773. El capital está representado por 283.851.698 acciones serie A y 8.515.267.088.302 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).

20.1.2 Dividendos

La Sociedad no ha pagado dividendos en el ejercicio 2010 (correspondientes a años anteriores), ni durante el año 2009, debido a que presentaba pérdidas acumuladas, según sus balances en PCGA chilenos, los que hasta 2009 eran utilizados para determinar los dividendos a repartir.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como una 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.

20.1.3 Disminuciones de capital

Con fecha 22 de marzo de 2010 en Junta Extraordinaria de Accionistas se aprobó una disminución de capital de M\$ 30.000.000. El Directorio de la Sociedad en sesión celebrada el 13 de abril de 2010 y en uso de las facultades conferidas por la Junta Extraordinaria de Accionistas, acordó dentro de otras materias, materializar el pago de \$0,003522 por acción a partir del 7 de mayo de 2010, lo que significó un pago de M\$ 30.000.000.

20.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

	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 M\$	
Diferencias de cambio por conversión	(1.039.618)	(544.177)		(1.583.795)
Reservas de coberturas de flujo de caja			141.801	141.801
Otras reservas varias	6.084.488			6.084.488
Totales	5.044.870	(544.177)	141.801	4.642.494

	Cambio en otras reservas			
	Saldo al 1 de enero de 2009 M\$	Trasposos enero a diciembre 2009 M\$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2009
Diferencias de cambio por conversión	-		(1.039.618)	(1.039.618)
Otras reservas varias	64.830	6.019.658		6.084.488
Totales	64.830	6.019.658	(1.039.618)	5.044.870

Las Otras reservas varias por M\$6.084.488, está compuesta por M\$6.019.658 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 por M\$64.830 que corresponde a diferencias generadas por fusión, para reflejar los cambios en la situación financiera de las empresas involucradas, 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).

20.1.5 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial 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.	1.583.795	1.039.618
Totales	1.583.795	1.039.618

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

20.1.6 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/10 (*)	(1.548.372)	70.473.577	68.925.205
Realización revaluación	2.277.256	(2.277.256)	0
Transferencia y otros cambios	0	(917.914)	(917.914)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	23.977.409		23.977.409
Dividendos (incluye provisión del período)	(7.193.223)		(7.193.223)
Saldo final al 31/12/10	17.513.070	67.278.407	84.791.477

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\$ 23.977.409.

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada (*)	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/09 (*)	(24.764.601)	72.347.656	47.583.055
Realización revaluación	1.874.079	(1.874.079)	0
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	21.342.150	0	21.342.150
Dividendos (incluye provisión del período)	0	0	0
Saldo final al 31/12/09 (*)	(1.548.372)	70.473.577	68.925.205

Para el ejercicio 2009 (año de transición a IFRS), la Sociedad presentaba pérdida acumuladas en PCGA chilenos, por lo que no determinó utilidad a distribuir. En 2009 la distribución de utilidades era aprobada en Junta Ordinaria de acuerdo con PCGA chilenos.

(*) Al 01/01/09 y al 31/12/09 la Sociedad no tenía utilidades distribuíbles por presentar pérdidas acumuladas.

20.2 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.

20.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad y sus filiales, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la nota 15 g).

20.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 y resultados al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales			Patrimonio de filiales			Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)			Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009
	%	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	6,8203	6,8203	8,1875	58.940.383	56.136.675	53.165.569	4.005.296	4.303.773	4.019.911	3.828.689	4.352.931	273.173	293.530
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,1000	0,1000	0,1000	77.154.308	71.494.765	66.817.359	9.397.680	6.810.855	77.155	71.495	66.817	9.398	6.811
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	0,1046	13.554.016	13.342.175	12.851.571	984.033	1.253.298	14.178	13.956	13.443	1.029	1.311
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	0,1000	8.163.356	4.918.437	2.376.952	5.413.772	3.582.144	8.164	4.918	2.377	5.414	3.582
TOTALES									4.119.408	3.919.058	4.435.568	289.014	305.234

21 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2010	31/12/2009
M\$	M\$	
Venta de Energía	230.437.896	232.196.845
Ventas de energía	230.437.896	232.196.845
Otras Prestaciones y Servicios	4.905.526	6.749.246
Apoyos	731.615	1.831.149
Arriendo de medidores	955.427	1.300.178
Cortes y reposición	1.794.282	1.079.459
Pagos fuera de plazo	1.213.009	2.197.970
Otros	211.193	340.490
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	235.343.422	238.946.091

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2010	31/12/2009
M\$	M\$	
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	5.397.445	3.660.820
Venta de materiales y equipos	4.348.281	4.139.149
Arrendamientos	347.486	407.492
Intereses Créditos y Préstamos	281.281	323.774
Ingresos Retail	2.450.797	1.475.108
Otros Ingresos	1.590.684	708.608
Total Otros ingresos, por naturaleza	14.415.974	10.714.951

22 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2010	31/12/2009
M\$	M\$	
Compras de energía y peajes	165.388.318	170.924.758
Combustibles para generación y materiales	8.933.395	8.278.042
Totales	174.321.713	179.202.800

23 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2010	31/12/2009
M\$	M\$	
Remuneraciones y bonos	9.126.275	9.015.560
Provisión costo de vacaciones	55.284	168.998
Otros costos de personal	1.054.537	1.050.149
Indemnización por años de servicios	1.074.085	683.905
Activación costo de personal	(999.328)	(922.126)
Totales	10.310.853	9.996.486

24 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2010	31/12/2009
M\$	M\$	
Depreciaciones	10.277.406	9.876.164
Amortizaciones de Intangibles	1.002.282	170.636
Totales	11.279.688	10.046.800

25 Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2010	31/12/2009
M\$	M\$	
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	4.702.250	4.468.860
Sistema Generación	1.183.972	985.714
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	5.062.100	4.660.839
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	724.914	773.115
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	2.123	17.830
Provisiones y Castigos	1.150.347	1.379.727
Gastos de Administración	5.687.816	5.663.163
Otros gastos por naturaleza	4.821.994	2.863.857
Total Otros Gastos por Naturaleza	23.335.516	20.813.105

26 Resultado Financiero

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

Ingresos Financieros	31/12/2010	31/12/2009
M\$	M\$	
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	377.876	261.798
Otros ingresos financieros	140.597	275.625
Total Ingresos Financieros	518.473	537.423

Costos Financieros	31/12/2010	31/12/2009
M\$	M\$	
Gastos por préstamos bancarios	(396.994)	(494.636)
Gastos por bonos	(3.388.600)	(3.944.827)
Otros Gastos Financieros	(400.031)	(431.887)
Activación Gastos financieros	632.866	311.150
Total Costos Financieros	(3.552.759)	(4.560.200)

Resultado por unidades de reajuste	(2.558.040)	2.073.647
Diferencias de cambio	533.451	1.090.522
Positivas	546.243	1.097.639
Negativas	(12.792)	(7.117)
Total Costo Financiero	(5.577.348)	(1.396.031)

Total Resultado Financiero	(5.058.875)	(858.608)
-----------------------------------	--------------------	------------------

27 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 y filiales es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados, por lo que la Sociedad no presenta separación por segmentos.

El informe de gestión también incluye un detalle según empresa y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional.

De acuerdo con lo anterior, la información separada para la gestión de esta Sociedad implica, además de un informe consolidado, un informe por empresa según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4.945.044	27.054.139	667.032	491.111	605.729	29.440	2.349.897	3.929.434	4.192.904	4.687.333	-	-	12.760.606	36.191.457
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	39.032.346	31.893.983	2.747.176	2.476.418	3.968.518	3.623.846	6.824.523	6.603.975	3.343.462	3.087.014	-	-	55.916.025	47.685.236
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	20.744.322	12.343.189	210.161	330.776	21.511	452.052	8.097.460	647.210	4.837.945	1.442	(30.691.989)	(12.551.496)	3.219.410	1.223.173
Inventarios	5.154.512	6.168.481	197.484	51.612	1.120.238	1.011.204	-	-	1.207.247	1.422.374	-	-	7.679.481	8.653.671
Activos por Impuestos Corrientes	1.052.948	727.521	89.485	-	163.163	1.963.691	96.065	151.951	404.140	387.819	-	-	1.805.801	3.230.982
Otros Activos no Financieros, Corrientes	159.119	146.955	5.830	10.504	149.833	107.692	-	-	131.953	130.737	-	-	446.735	395.888
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.														
	71.088.291	78.334.268	3.917.168	3.360.421	6.028.992	7.187.925	17.367.945	11.332.570	14.117.651	9.716.719	(30.691.989)	(12.551.496)	81.828.058	97.380.407
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	71.088.291	78.334.268	3.917.168	3.360.421	6.028.992	7.187.925	17.367.945	11.332.570	14.117.651	9.716.719	(30.691.989)	(12.551.496)	81.828.058	97.380.407
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	1.069.333	976.000	-	-	1.069.333	976.000
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	2.462	-	-	59.430	59.430	62.350	67.985	1.059	1.059	-	-	123.346	130.936
Derechos por Cobrar no Corrientes	2.328.801	2.430.573	20.332	20.731	27.691	20.438	-	-	12.847	17.888	-	-	2.389.671	2.489.630
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	153.692.655	141.972.994	-	-	-	-	-	-	-	-	(153.692.655)	(141.972.994)	-	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	5.771.542	6.001.974	24.351	24.351	18.915.436	18.915.816	-	-	35.399	15.402	-	-	24.746.728	24.957.543
Plusvalía	124.944.061	124.944.061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124.944.061	124.944.061
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	125.096.517	119.940.338	13.887.544	13.734.083	80.668.624	72.270.659	-	-	51.503.344	52.832.612	-	-	271.156.029	258.777.692
Activos por Impuestos Diferidos	2.213.607	2.742.782	40.186	52.703	66.283	68.820	1.244	-	133.765	130.210	-	-	2.455.085	2.994.515
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	414.047.690	398.035.184	13.972.413	13.831.868	99.737.464	91.335.163	63.594	67.985	52.755.747	53.973.171	(153.692.655)	(141.972.994)	426.884.253	415.270.377
TOTAL ACTIVOS														
TOTAL ACTIVOS	485.135.981	476.369.452	17.889.581	17.192.289	105.766.456	98.523.088	17.431.539	11.400.555	66.873.398	63.689.890	(184.384.644)	(154.524.490)	508.712.311	512.650.784

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
PASIVOS CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, Corriente	17.065.251	7.454.803	-	176.418	-	-	-	-	-	-	-	-	17.065.251	7.631.221
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	19.900.904	22.602.525	1.488.554	429.335	5.471.895	10.179.693	2.796.522	4.497.474	1.149.742	918.189	-	-	30.807.617	38.627.216
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	28.704.010	1.355.022	1.606.573	729.821	14.180.530	9.478.866	5.237.758	1.728.802	1.119.637	1.325.026	(30.691.989)	(12.551.496)	20.156.519	2.066.041
Otras provisiones	523.619	533.635	40.421	144.850	19.546	33.352	-	-	257.594	226.673	-	-	841.180	938.510
Pasivos por Impuestos corrientes	1.255.656	1.024.574	123.480	157.838	364.117	130.917	1.071.925	20.920	433.281	173.229	-	-	3.248.459	1.507.478
Otros pasivos no financieros corrientes	3.708.243	3.472.256	257.678	765.603	599.713	20.745	-	-	353.810	316.280	-	-	4.919.444	4.574.884
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	2.375.445	2.413.389	58.206	63.377	241.468	226.618	-	-	358.033	362.711	-	-	3.033.152	3.066.095
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	73.533.128	38.856.204	3.574.912	2.467.242	20.877.269	20.070.191	9.106.205	6.247.196	3.672.097	3.322.108	(30.691.989)	(12.551.496)	80.071.622	58.411.445
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	73.533.128	38.856.204	3.574.912	2.467.242	20.877.269	20.070.191	9.106.205	6.247.196	3.672.097	3.322.108	(30.691.989)	(12.551.496)	80.071.622	58.411.445
PASIVOS NO CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	91.943.639	104.314.655	-	693.797	-	-	-	-	-	-	-	-	91.943.639	105.008.452
Pasivo por Impuestos Diferidos	8.944.694	8.319.618	728.996	655.670	6.845.320	6.722.547	161.978	234.922	3.977.769	3.995.985	-	-	20.658.757	19.928.742
Otros pasivos no financieros no corrientes	11.683	10.636	232	231	678.205	73.990	-	-	19.458	18.573	-	-	709.578	103.430
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.564.034	2.193.432	31.425	33.174	211.354	161.595	-	-	263.691	216.549	-	-	3.070.504	2.604.750
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	103.464.050	114.838.341	760.653	1.382.872	7.734.879	6.958.132	161.978	234.922	4.260.918	4.231.107	-	-	116.382.478	127.645.374
PATRIMONIO														
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	308.138.803	322.674.907	13.554.016	13.342.175	77.154.308	71.494.765	8.163.356	4.918.437	58.940.383	56.136.675	(157.812.063)	(145.892.052)	308.138.803	322.674.907
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.119.408	3.919.058	4.119.408	3.919.058
TOTAL PATRIMONIO	308.138.803	322.674.907	13.554.016	13.342.175	77.154.308	71.494.765	8.163.356	4.918.437	58.940.383	56.136.675	(153.692.655)	(141.972.994)	312.258.211	326.593.965
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	485.135.981	476.369.452	17.889.581	17.192.289	105.766.456	98.523.088	17.431.539	11.400.555	66.873.398	63.689.890	(184.384.644)	(154.524.490)	508.712.311	512.650.784

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	01/01/2010 al	01/01/2009 al	01/01/2010 al	01/01/2009 al	01/01/2010 al	01/01/2009 al	01/01/2010 al	01/01/2009 al	01/01/2010 al	01/01/2009 al	01/01/2010 al	01/01/2009 al	01/01/2010 al	01/01/2009 al
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	150.673.572	165.683.501	10.920.446	12.020.324	15.878.768	12.116.993	45.719.668	39.941.079	23.899.142	24.785.282	(11.748.174)	(15.601.088)	235.343.422	238.946.091
Otros ingresos, por Naturaleza	11.740.868	8.991.571	356.422	196.362	1.267.494	941.697	26.064	27.793	1.025.126	557.528	-	-	14.415.974	10.714.951
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(120.750.274)	(135.338.043)	(8.514.918)	(9.015.771)	(111.535)	(363.052)	(43.214.754)	(36.738.216)	(13.478.406)	(13.348.806)	11.748.174	15.601.088	(174.321.713)	(179.202.800)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(7.648.702)	(7.589.215)	(252.156)	(245.179)	(970.455)	(779.056)	-	-	(1.439.540)	(1.383.036)	-	-	(10.310.853)	(9.996.486)
Gasto por Depreciación y Amortización	(6.683.420)	(5.450.749)	(481.269)	(557.172)	(1.973.219)	(1.873.551)	-	-	(2.141.780)	(2.165.328)	-	-	(11.279.688)	(10.046.800)
Otros Gastos por Naturaleza	(16.121.307)	(14.619.211)	(852.697)	(857.938)	(2.869.626)	(1.884.844)	(47.093)	(81.774)	(3.444.793)	(3.369.338)	-	-	(23.335.516)	(20.813.105)
Otras Ganancias (Pérdidas)	165.800	(193.131)	-	(7.901)	11.101	(2.155)	3.299.564	-	(7.836)	(2.078)	-	-	3.468.629	(205.265)
Ingresos Financieros	716.667	448.315	10.832	18.514	6.734	7.738	186.487	12.395	286.891	167.689	(689.138)	(117.228)	518.473	537.423
Costos Financieros	(4.188.035)	(4.569.975)	(44.824)	(51.721)	(5.349)	(4.290)	(418)	(49.226)	(3.271)	(2.216)	689.138	117.228	(3.552.759)	(4.560.200)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	19.511.767	15.644.836	-	-	-	-	-	-	-	-	(19.511.767)	(15.644.836)	-	-
Diferencias de Cambio	6.603	44.708	(45)	-	(13.175)	35.888	539.640	1.017.043	428	(7.117)	-	-	533.451	1.090.522
Resultados por Unidades de Reajuste	(2.590.406)	2.084.381	(16.097)	15.697	29.666	2.557	5.944	(23.411)	12.853	(5.577)	-	-	(2.558.040)	2.073.647
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	24.833.133	25.136.988	1.125.694	1.515.215	11.250.404	8.197.925	6.515.102	4.105.683	4.708.814	5.227.003	(19.511.767)	(15.644.836)	28.921.380	28.537.978
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(855.724)	(3.794.838)	(141.661)	(261.917)	(1.852.724)	(1.387.070)	(1.101.330)	(523.539)	(703.518)	(923.230)	-	-	(4.654.957)	(6.890.594)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	23.977.409	21.342.150	984.033	1.253.298	9.397.680	6.810.855	5.413.772	3.582.144	4.005.296	4.303.773	(19.511.767)	(15.644.836)	24.266.423	21.647.384
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	23.977.409	21.342.150	984.033	1.253.298	9.397.680	6.810.855	5.413.772	3.582.144	4.005.296	4.303.773	(19.511.767)	(15.644.836)	24.266.423	21.647.384

28 Hechos Posteriores

Con fecha 16 de enero de 2011, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Presidente y Director de Sociedad Austral de Electricidad S.A. (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 relación con lo anterior, el cargo de Presidente de la Sociedad será asumido, hasta la próxima sesión de Directorio, por el Vicepresidente señor Thomas Gray.

En sesión celebrada el 25 de enero de 2011, el Directorio de Sociedad Austral de Electricidad S.A. (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.

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 II S.A. ("Los Lagos II").

Dicha autorización se enmarca dentro del proceso de reestructuración en virtud del cual la Sociedad se fusionará y será absorbida por Los Lagos II. 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 II.

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 1 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.

29 Medio Ambiente

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

Empresa	Concepto del desembolso	Concepto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Saesa	Asesorías medioambientales	Gasto	3.414	3.020
Saesa	Gestión de residuos	Gasto	357	-
Saesa	Otros gastos medioambientales	Gasto	748	383
Saesa	Permisos sectoriales y otros	Activo	1.244	265
Saesa	Proyectos de inversión	Activo	-	5.022
Saesa	Evaluación plan de manejo	Activo	1.735	7.348
Saesa	Reforestaciones	Activo	85.157	28.562
STS	Asesorías medioambientales	Gasto	385	501
STS	Otros gastos medioambientales	Gasto	1.081	23
STS	Permisos sectoriales y otros	Activo	-	33
STS	Proyectos de inversión	Activo	72.951	7.817
STS	Mejoramiento de suelo S/E Antillanca - S/E Barro Blanco		21.957	
STS	DIA línea Correntoso - Aihuapi		5.197	
STS	DIA línea Nalcas - Aihuapi		4.961	
STS	DIA línea Casualidad - Lican		4.686	
STS	Traslado línea AT (monitoreo Arquelógico)		-	7.817
STS	Otras inversiones		6.738	
STS	Proyectos Rupanco		29.412	
STS	Reforestaciones	Activo	34.852	4.033
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Gasto	2.622	78
Edelaysen	Gestión de residuos	Gasto	104	6.577
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Gasto	1.839	178
Edelaysen	Permisos sectoriales y otros	Activo	141	1.096
Edelaysen	Proyectos de inversión	Activo	-	1.376
Edelaysen	Reforestaciones	Activo	8.937	50.211
Totales			215.566	116.522

No existen compromisos futuros que impliquen gastos medioambientales significativos para la Sociedad y sus filiales, distintos de los que podrían generarse por los conceptos indicados anteriormente.

30 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\$)
DIR. REGIONAL VIALIDAD, R. AISEN	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	17.687	-	17.687	-	-
DIR. REGIONAL VIALIDAD, R. AISEN	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.000	1.000	2.000	-	-
DIRECCION DE VIALIDAD LOS LAGOS	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	8.793	-	8.793	-	-
DIRECCION DE VIALIDAD LOS LAGOS	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	965	-	-	965	-
Dirección Nacional de Aeropuertos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.576	-	7.576	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	31.735	-	31.735	-	-
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.319	-	5.319	-	-
Director Vialidad X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	13.221	3.007	10.214	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	78.141	23.396	54.745	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	781.641	-	781.641	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.473.773	732.593	741.180	-	-
Gobierno Regional de Los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	89.597	-	89.597	-	-
Gobierno Regional X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.790.376	505.609	801.578	483.189	-
HIDROENERSUR S.A	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	85.681	85.681	-	-	-
I MUNICIPALIDAD DE CALBUCO	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.400	2.400	-	-	-
I MUNICIPALIDAD DE PALENA	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.400	1.400	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Chaitén	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	6.000	3.000	3.000	-	-
Ilustre Municipalidad de Llanquihue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.000	4.000	4.000	-	-
Ilustre Municipalidad de Maullín	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.500	3.500	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	69.315	-	-	69.315	-
Ilustre Municipalidad de Quellón	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	33.526	33.526	-	-	-
SERVIU Osorno X REGION	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.447	-	-	3.447	-
Sociedad Consecionaria de los lagos S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	42.882	-	42.882	-	-
Tecnored S.A	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.202	-	1.202	-	-
Total					4.559.177	1.399.113	2.603.148	556.916	-

31 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2010 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$ 5.465. 549.

32 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/12/2010										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.028.992	99.737.464	20.877.269	7.734.879	15.878.768	9.397.680
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	14.117.651	52.755.747	3.672.097	4.260.918	23.899.142	4.005.296
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.917.168	13.972.413	3.574.912	760.653	10.920.446	984.033
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	17.367.945	63.594	9.106.205	161.978	45.719.668	5.413.772

31/12/2009										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.187.925	91.335.163	20.070.191	6.958.132	12.116.993	6.810.855
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	9.716.719	53.973.171	3.322.108	4.231.107	24.785.282	4.303.773
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.360.421	13.831.868	2.467.242	1.382.872	12.020.324	1.253.298
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	11.332.570	67.985	6.247.196	234.922	39.941.079	3.582.144

33 Información Adicional sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Prestamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010	Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2009	Vencimiento		Total Corriente a 01/01/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 01/01/2009
			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\$		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\$		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	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	-	762.310	762.310	2.222.884	703.524	-	2.926.408	-	958.159	958.159	2.329.562	2.780.564	-	5.110.126
Chile	UF	0,90%	-	195.782	195.782	21.798.581	-	-	21.798.581	-	390.710	390.710	16.733.696	5.284.433	-	22.018.129	-	200.639	200.639	6.052.691	16.235.598	-	22.288.289
Chile	DÓLAR	1,95%	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	DÓLAR	2,26%	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales			106.184	16.183.233	16.289.417	21.798.581	-	-	21.798.581	-	1.153.020	1.153.020	18.956.580	5.987.957	-	24.944.537	-	1.158.798	1.158.798	8.382.253	19.016.162	-	27.398.415

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente		No corriente				Corriente		No corriente				Corriente		No corriente						
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$	31/12/2010 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Mas de cinco años M\$	31/12/2010 M\$	Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$	31/12/2009 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Mas de cinco años M\$	31/12/2009 M\$	Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$	01/01/2009 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Mas de cinco años M\$	01/01/2009 M\$
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	142.716	142.716	408.165	129.914	-	538.079	-	177.135	177.135	428.058	269.283	-	697.341	
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	55.929	55.929	160.917	47.953	-	208.870	-	63.611	63.611	170.089	101.145	-	271.234	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	66.570	66.570	220.943	70.922	-	291.865	-	97.173	97.173	232.046	1.466.856	-	1.698.902	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	5.384	5.384	15.515	4.925	-	20.440	-	6.718	6.718	16.236	10.216	-	26.452	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	14.358	14.358	41.219	13.120	-	54.339	-	17.915	17.915	43.173	27.194	-	70.367	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	12.564	12.564	36.068	11.479	-	47.547	-	15.676	15.676	37.777	23.795	-	61.572	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	4.989	4.989	14.376	4.563	-	18.939	-	6.226	6.226	15.045	9.465	-	24.510	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	8.974	8.974	25.856	8.208	-	34.064	-	11.197	11.197	27.059	17.025	-	44.084	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	5.914	5.914	18.177	5.512	-	23.689	-	7.378	7.378	18.750	11.572	-	30.322	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	10.499	10.499	32.270	9.786	-	42.056	-	13.100	13.100	33.288	20.545	-	53.833	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	217.639	217.639	624.791	198.863	-	823.654	-	271.555	271.555	654.401	412.199	-	1.066.600	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	-	-	-	-	-	-	216.774	216.774	624.587	198.279	-	822.866	-	270.475	270.475	653.640	411.269	-	1.064.909	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	195.782	195.782	21.798.581	-	-	21.798.581	-	390.710	390.710	16.733.696	5.284.433	-	22.018.129	-	200.639	200.639	6.052.691	16.235.598	-	22.288.289
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	1,95%	1,95%	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	2,26%	2,26%	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Totales						106.184	16.183.233	16.289.417	21.798.581	-	-	21.798.581	-	1.153.020	1.153.020	18.956.580	5.987.957	-	24.944.537	-	1.158.798	1.158.798	8.382.253	19.016.162	-	27.398.415

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente			
			vencimiento			Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010	vencimiento			Total Corriente al 31/12/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2009	vencimiento			Total Corriente al 01/01/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 01/01/2009
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	Años M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Uno a Tres Meses M\$		Tres a Doce Meses M\$	Total Corriente al 31/12/2010	Uno a Tres Años M\$		Tres a Cinco Años M\$	M\$ de Cinco Años M\$	Uno a Tres Meses M\$		Tres a Doce Meses M\$	Total Corriente al 01/01/2009	Uno a Tres Años M\$		Tres a Cinco Años M\$	M\$ de Cinco Años M\$	Total No Corriente al 01/01/2009	
Chile	UF	3,50%	-	-	-	-	-	-	-	-	6.882.375	6.882.375	13.110.745	-	-	13.110.745	3.664.390	3.608.549	7.272.939	20.479.016	-	-	20.479.016			
Chile	UF	2,59%	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075	-	2.605.022	2.605.022	10.733.414	25.318.246	42.215.296	78.266.956	1.334.178	1.334.178	2.668.356	8.005.026	26.718.381	48.114.100	82.837.507			
Chile	UF	2,83%	-	182.158	182.158	2.661.668	4.594.706	-	7.256.374	-	180.946	180.946	3.684.271	16.159.526	-	19.843.797	-	944.097	944.097	556.033	556.891	3.248.673	4.361.597			
Total			-	2.850.949	2.850.949	16.490.607	29.747.777	38.532.065	84.770.449	-	9.668.343	9.668.343	27.528.430	41.477.772	42.215.296	111.221.498	4.998.568	5.886.824	10.885.392	29.040.075	27.275.272	51.362.773	107.678.120			

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								31/12/2009								01/01/2009							
								Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente				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	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	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			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile			UF	3,50%	3,50%	-	-	-	-	-	-	-	-	6.882.375	6.882.375	13.110.745	-	-	-	13.110.745	3.664.300	3.608.549	7.272.939	20.470.016	-	-	20.470.016		
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile			UF	2,67%	2,59%	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075	-	2.605.022	2.605.022	10.733.414	25.318.246	42.215.296	78.266.956	1.334.178	1.334.178	2.668.356	8.005.026	26.718.361	48.114.100	82.837.507			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile			UF	2,83%	2,83%	-	182.158	182.158	2.661.668	4.594.706	-	7.256.374	-	180.946	180.946	3.684.271	16.159.526	-	19.843.797	-	944.097	944.097	556.033	556.361	3.246.673	4.361.597			
Total								-	2.850.949	2.850.949	16.490.607	29.747.777	38.532.065	84.770.449	-	9.668.343	9.668.343	27.528.430	41.477.772	42.215.296	111.221.498	4.998.568	5.866.824	10.865.392	504.0075	27.272.272	51.362.773	107.678.120			

34 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
---------	----------------------	---------------------	-------------------	-------------------	-------------------

ACTIVOS CORRIENTES

Efectivo y Equivalentes Al efectivo	Dólar	Peso chileno	12.382	24.743	37.964
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			12.382	24.743	37.964

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
---------	----------------------	---------------------	-------------------	-------------------	-------------------

PASIVOS CORRIENTES

Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Peso chileno	15.861.248	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			15.861.248	-	-

35 Fusión por Incorporación de Saesa en Los Lagos II

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

- (i) la inscripción de Los Lagos II 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 Saesa a Los Lagos II.

Como consecuencia de la fusión, Inversiones Los Lagos II S.A., como entidad sobreviviente, adquirirá todos los activos y pasivos de Saesa 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 II S.A. la totalidad del patrimonio y accionistas de Saesa, 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.

En dicha Junta se aprobó, sobre la base de los valores patrimoniales de Saesa y Los Lagos II indicados en los informes periciales preparados para efectos de la fusión la relación de canje en virtud de la cual los accionistas de Saesa, al materializarse la fusión, recibirán 1,057525696 acciones en Los Lagos II por cada acción de Saesa de que sean titular. Como consecuencia de lo anterior, los accionistas minoritarios de Saesa mantendrán la misma participación porcentual que tenían en Saesa en Los Lagos II fusionada beneficiándose de un aumento patrimonial, al ser Los Lagos II 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.

36 Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Otras Ganancias (Pérdidas)	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Indemnización Término Contrato	3.299.564	-
Ingreso o pérdida en venta de activos fijos	169.065	(205.265)
Totales	3.468.629	(205.265)

El valor por M\$3.299.564, corresponde al pago de una indemnización por término anticipado de contrato de compraventa de energía, que la filial SGA mantenía con otra generadora. El Contrato fue terminado el 01 de agosto de 2010.

Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Al 31 de diciembre de 2010

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-10 MM\$	Dic-09 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	81.828	97.381	(15.553)	(16,0%)
Activos No Corrientes	426.884	415.270	11.614	2,8%
Total Activos	508.712	512.651	(3.939)	(0,8%)
Pasivos Corrientes	80.072	58.412	21.660	37,1%
Pasivos No Corrientes	116.382	127.645	(11.263)	(8,8%)
Patrimonio	312.258	326.594	(14.336)	(4,4%)
Total Pasivos y Patrimonio	508.712	512.651	(3.939)	(0,8%)

1) Activos

Este rubro presenta una disminución de MM\$ 3.939 respecto de diciembre de 2009, explicado por menores saldos en los Activos Corrientes por MM\$ 15.553 y un aumento en los Activos No Corrientes por MM\$ 11.614.

La variación negativa que presentan los Activos Corrientes, es originada principalmente, por la disminución del ítem Efectivo y Equivalentes al Efectivo (MM\$ 23.431), debido a la disminución de capital de MM\$ 30.000 materializada en el mes de mayo de 2010. Lo anterior, compensado parcialmente por el incremento de los Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes (MM\$ 8.231).

La variación positiva del ítem de Activos No Corrientes, se explica principalmente por el aumento del ítem Propiedades, Plantas y Equipos (MM\$ 12.378), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, producto del crecimiento del número de clientes.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$ 10.397 respecto de diciembre de 2009, explicado por el incremento en los Pasivos Corrientes de MM\$ 21.660, compensado con la disminución de los Pasivos No Corrientes de MM\$ 11.263.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por los mayores saldos de los rubros Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de MM\$ 18.090 y Otros Pasivos Financieros Corriente MM\$ 9.434, producto de las deudas suscritas en USD en septiembre y octubre de 2010, equivalentes a MUS\$ 23.185 y MUS\$ 10.504, respectivamente. Respecto de la deuda en USD, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap; de esta forma, la Sociedad protege su exposición de moneda (tipo de cambio) y tasa de interés. Todo lo anterior, compensado parcialmente con la disminución del ítem Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$ 7.820.

Por otra parte, la disminución de los Pasivos No Corrientes se originó por el menor saldo de Otros Pasivos Financieros de MM\$ 13.065, debido al rescate anticipado de la totalidad de los bonos Serie E en el mes de octubre de 2010 y al traspaso al ítem Pasivo Corriente de la porción de corto plazo.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un menor saldo de MM\$ 14.336, respecto de diciembre de 2009, explicado principalmente por la disminución de capital de MM\$ 30.000 aprobada en el mes de marzo de 2010, lo anterior, compensado parcialmente con el aumento de las Ganancias (pérdidas) acumuladas de MM\$ 15.866 originado por las utilidades del periodo.

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-10	Dic-09	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,0	1,7	(38,7%)
	Razón Ácida	Veces	0,9	1,5	(39,0%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	0,6	0,6	10,4%
	Cobertura Gastos Financieros (1)	Veces	11,8	8,7	35,3%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total	%	40,8%	31,4%	29,8%
	Deuda LP / Deuda Total	%	59,2%	68,6%	(13,6%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	25.454	25.852	(1,5%)
	Rotación de inventarios	Veces	3,3	3,3	(0,5%)
	Permanencia de inventarios	Días	111	111	0,5%
	Rotación de cuentas por cobrar	Días	26,9	26,6	1,1%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado)	%	7,60%	6,63%	14,6%
	Rentabilidad del Activo (anualizado)	%	4,75%	4,22%	12,5%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado)	%	11,51%	11,44%	0,7%
	Utilidad por acción	\$	0,00281567	0,00250624	12,3%

(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	249.759	249.661	98	0,0%
Materias primas y consumibles utilizados	(174.322)	(179.203)	4.881	(2,7%)
Margen de contribución	75.437	70.458	4.979	7,1%
Gastos de personal	(10.311)	(9.996)	(315)	3,2%
Otros gastos fijos de explotación	(23.336)	(20.813)	(2.523)	12,1%
Resultado bruto de explotación	41.790	39.649	2.141	5,4%
Depreciaciones y amortizaciones	(11.280)	(10.047)	(1.233)	12,3%
Resultado de explotación	30.510	29.602	908	3,1%
Resultado Financiero	(5.058)	(859)	(4.199)	488,8%
Resultado en soc. por método participación	-	-	-	-
Otras Ganancias (Pérdidas)	3.469	(205)	3.674	(1792,2%)
Resultado antes de impuestos	28.921	28.538	383	1,3%
Impuesto sobre sociedades	(4.655)	(6.891)	2.236	(32,4%)
Resultado del periodo	24.266	21.647	2.619	12,1%
Sociedad Dominante	23.977	21.342	2.635	12,3%
Accionistas Minoritarios	289	305	(16)	(5,2%)

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto de igual periodo del año anterior, en MM\$ 908, lo que se explica por menores gastos de materias primas y consumibles utilizados por MM\$ 4.881, compensados con mayores gastos en el ítem otros gastos fijos de explotación de MM\$ 2.523.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en MM\$ 4.199 con respecto del periodo anterior, principalmente por la variación de los Resultados por Unidades de Reajuste de MM\$ 4.632, originado por el impacto en el saldo de la deuda denominada en U.F. ajustada por inflación, que durante este periodo del año 2009 fue negativa, comparado con la inflación positiva del año 2010; y diferencias de cambio por MM\$ 557, que se originan en las cuentas monetarias en pesos de la filial SGA, que tiene moneda funcional dólar.

Lo anterior, compensado parcialmente por la disminución de los costos financieros (MM\$ 1.007), debido a menores intereses relacionados por amortizaciones de deuda financiera respecto del periodo anterior.

3) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$ 24.266 durante el cuarto trimestre de 2010, lo que implicó un aumento de MM\$ 2.619 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	40.063	55.868	(15.805)	(28,3%)
de la Inversión	(31.817)	(28.066)	(3.751)	13,4%
de Financiación	(31.693)	4.304	(35.997)	(836,4%)
Flujo neto del período	(23.447)	32.106	(55.553)	(173,0%)
Variación en la tasa de cambio	16	28	(12)	(42,9%)
Incremento (disminución)	(23.431)	32.134	(55.565)	(172,9%)
Saldo Inicial	36.191	4.057	32.134	792,1%
Saldo Final	12.760	36.191	(23.431)	(64,7%)

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$ 12.760, menor en un 65% respecto de diciembre de 2009.

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

- 1) Mayor flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación, originado por el pago de disminución de capital de MM\$ 30.000.
- 2) Menor flujo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado por disminución en ingresos de servicios regulados de distribución de energía.
- 3) Mayor flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión, originado por préstamos a entidades relacionadas.

IV. Mercados en que participa.

Saesa es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Opera principalmente en la Región de Los Ríos y la Región de Los Lagos, abasteciendo a más del 95% de la demanda de estas regiones junto a su filial Luz Osorno.

A través de su filial Edelayesen, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aisén.

Saesa también está presente en el negocio de transmisión y subtransmisión, a través de su filial STS.

Por otra parte, la filial SGA comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC parte de la energía generada por la empresa relacionada Sagesa.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos de Mercado

Las sociedades Saesa, Edelayesen y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre la provincia de Cautín, en la Novena Región, y la provincia de Capitán Prat, en la Décima Primera Región.

Por su parte, STS posee y opera el sistema de transmisión eléctrica secundaria desde Valdivia a Chonchi y, además, tiene instalaciones en la Octava y Novena Regiones. La principal actividad de la filial STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía eléctrica a través de sus instalaciones.

Saesa y sus filiales de distribución eléctrica Edelayesen y Luz Osorno venden a tarifa regulada, la que incorpora dos componentes: una que refleja el precio promedio a la que la distribuidora compra energía (componente de Precio de Nudo) y otra de Valor Agregado de Distribución (VAD). La componente de precios de nudo es fijada 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.

En transmisión, las economías de escala y el régimen de precios asociado al uso de estos sistemas entregan una señal que desincentiva la participación de más de un actor en un mismo territorio.

Tanto los precios de compra como los de venta de energía y los peajes cobrados por la filial STS están indexados a variables macroeconómicas que influyen en los flujos de la Sociedad (IPC, índice de remuneraciones, precio cobre y tipo de cambio).

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 85% 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 47% de la deuda financiera está a tasa fija, un 37% a tasa variable y un 15% 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 y 13 de octubre de 2010, la Sociedad suscribió deudas en USD a tasa variable Libo por MUSD 23.185 (M\$ 10.851.038 al 31.12.10) y MUSD 10.504 (M\$ 4.916.071 al 31.12.10) respectivamente. 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 (tasas finales de: $0,95 + UF$ y $1,75 + UF$).

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 y sus filiales es menor.

3) Riesgos Tipo de Cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso, realizan 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 en la Sociedad y sus filiales.

Al 31 de diciembre la Sociedad posee créditos en USD de MUS\$ 23.185 (M\$ 10.851.038 al 31.12.10) y MUS\$ 10.504 (M\$ 4.916.071 al 31.12.10), la exposición de moneda se encuentra acotada a través de un Cross Currency Swap.

La filial SGA tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados de la Sociedad son inferiores al 7%.

Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

4) Riesgo Tasa de Interés

En la actualidad, el 63% de la deuda financiera está asociada a tasa de interés fija y/o protegida, considerando la tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija. La exposición a variaciones en las tasas de interés, debido a la actual estructura de deuda financiera, es considerada razonable.

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.

Saesa y sus filiales en la actualidad cuentan con un contrato de línea de Capital de trabajo por un monto total de UF 1.137.500, 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 (periodo 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.

La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación de la Sociedad en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una filial en la fecha de adquisición. La plusvalía comprada no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro.

En forma periódica, de acuerdo con lo que establece la NIC 36, la Sociedad monitorea la existencia de algún indicio de que alguna de sus Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) pudiera 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 UGE 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 periodo.

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.