



Reporte Anual 2011

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	3
Visión Corporativa	5
Identificación de la Sociedad	6
Antecedentes Relevantes	7
Estructura de Propiedad	8
Propiedad y Control	9
Directorio	10
Administración	11
Estructura Organizativa	12
Marcha de la Empresa	13
Línea de Tiempo	14
Actividades de la Sociedad	17
Factores de Riesgo	17
Gestión Financiera	22
Información Financiera	25
Hechos Relevantes	26
Declaración de Responsabilidad	27

Carta del Presidente del Directorio

Tengo el agrado de dirigirme a ustedes para compartir la memoria anual del ejercicio 2011 de las empresas que conforman el Grupo Saesa, conglomerado que abastece de electricidad a gran parte del sur de Chile. En las siguientes páginas encontrarán no sólo los estados financieros, sino también parte de las numerosas actividades en que la compañía se involucra con el desarrollo, el progreso y también las dificultades y desafíos de las 5 regiones que abastece.

Hemos cumplido 85 años brindando un importante respaldo para el crecimiento del sur de Chile, y siendo testigos directos de cómo la llegada de la luz puede cambiar la vida de las personas, lo que sin duda es para nosotros motivo de orgullo.

En 2011 hemos visto un cambio relevante en la sociedad. Vivimos un año de movilizaciones en todo el mundo, donde la ciudadanía levantó la voz y salió a las calles a manifestar su descontento por aspectos que involucran a la sociedad en su conjunto. No podíamos permanecer ajenos a la exigencia de los usuarios y nos avocamos a ello durante el año, implementando nuevos canales de comunicación que llegaron a satisfacer el crecimiento de las demandas por información y prontas respuestas.

En una compañía tan extensa geográficamente, hemos logrado mantener centralizadamente las funciones posibles y necesarias de desarrollar en nuestra casa matriz en Osorno. Pero hemos avanzado mucho en descentralizar decisiones y trasladar funciones vitales para realizar en cada región.

El año pasado dimos inicio a un proceso de planificación estratégica que guiará la ruta del Grupo Saesa por los próximos 5 años. Este plan nos permitió hacer un ordenamiento de objetivos, metas y plazos, que vemos avanzando a marcha segura, con planes de acción orientados hacia 4 focos: orientación al cliente, desarrollo de personas, eficiencia operacional y resultados financieros.

En 2011 nuevamente la naturaleza nos mostró su fuerza, con un extenso temporal de viento y lluvia que afectó simultáneamente a 3 regiones de nuestra zona de operación. Debimos extremar los esfuerzos y recurrir a todos los recursos disponibles. A partir de esta experiencia pudimos extraer importantes aprendizajes y la implementación de una serie de mejoras en la comunicación con nuestros usuarios, implementando mayor tecnología en telecomunicaciones, como el contacto a través de SMS y web, además de la apertura hacia las redes sociales.

En lo que respecta a inversión en calidad de servicio, durante este año triplicamos el alcance en roce y poda de árboles cercanos a las líneas eléctricas, que son una de las principales causas de interrupciones de suministro, especialmente en invierno.

Este año 2011 también trajo novedades en la composición accionaria del Grupo, incorporándose como accionista con 50% de la propiedad Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) de origen canadiense, en reemplazo de Morgan Stanley Infrastructure.

En el sector financiero el Grupo Saesa colocó bonos por UF 2.000.000, obteniendo una muy buena rentabilidad, que mostró la confianza del sector en la robustez de la empresa.

Durante 2011 la compañía desarrolló un proceso de negociación colectiva con los 5 sindicatos de trabajadores, el cual llegó a buen término y registró por los próximos 3 años.

Parte de los pilares de la planificación estratégica, es el desarrollo de personas, que continúa siendo un factor relevante para la compañía. Junto con mantener programas que benefician a los empleados como el programa de becas y financiamiento de estudios, formación en liderazgo y trabajo en equipo y desarrollo del equipo ejecutivo; el año pasado

ingresamos al programa de certificación de competencias para electricistas, en una iniciativa impulsada por la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. logrando certificar a un centenar de empleados.

En el mes de noviembre inauguramos nuestro primer edificio corporativo en la ciudad de Osorno, donde cumplimos el histórico anhelo de reunir a todas las áreas de la administración central, junto al principal centro de atención a clientes, generando sinergias que sin duda nos permiten entregar un mayor nivel de satisfacción a nuestros clientes y un mejor lugar para trabajar a nuestros empleados.

Finalmente, al cierre del año anunció su retiro de la compañía el Gerente General, Francisco Mualim. Francisco se desempeñó como Gerente del Grupo por más de 4 años con gran dedicación y esfuerzo. En su reemplazo fue designado Francisco Alliende, que se desempeñó como Gerente de Administración y Finanzas del Grupo durante 6 años, y el último año como Subgerente General. Francisco Alliende cuenta con toda la confianza y apoyo del Directorio y la organización para llevar adelante los desafíos estratégicos del Grupo.

Confío en que el siguiente reporte será de interés y utilidad para todos ustedes, y que podrán ver el reflejo de un año de importantes avances y crecimiento para el Grupo Saesa, que esperamos por cierto siga evolucionando en los años venideros.

Afectuosamente,

Iván Díaz-Molina

Presidente del Directorio

Mantra

Somos la Luz del Sur

Visión

Ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con nuestros clientes, orgullo para nuestros trabajadores y protagonista del desarrollo regional.

Misión

Entregar la energía vital para el bienestar de nuestros clientes y para el desarrollo del Sur de Chile.

Realizar nuestro trabajo comprometidos con los clientes y la comunidad, cuidando el medioambiente y promoviendo el desarrollo y la seguridad de nuestros trabajadores.

Valores Corporativos

Pasión por el cliente: **Parte de nuestro ADN**

Nos apasiona el desafío de brindar satisfacción a nuestros clientes.

Innovamos y damos valor a la experiencia de los clientes con nuestro servicio.

Seguridad: **Intransable**

Cuidamos de nosotros y de los demás.

Trabajamos con altos estándares de seguridad.

Vivimos la seguridad en nuestro actuar y nuestras decisiones.

Eficiencia: **Clave en nuestro quehacer**

Trabajamos en equipo y nos coordinamos para maximizar el buen uso de los recursos.

Controlamos nuestros costos sin arriesgar jamás la seguridad y la calidad de servicio

Integridad: **Hacemos lo correcto**

Actuamos con transparencia, honradez y rectitud.

Valoramos a las personas y les damos un trato respetuoso.

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Nombre de Fantasía	Edelayesen
Rol Único Tributario	88.272.600-2
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 4147500
Fax	(2) 4147009
Correo Electrónico	info@saesa.cl
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Entidades	Nº28
Informantes	
Fecha de inscripción en el Registro de Entidades Informantes	09/05/2010
Documentos Constitutivos	<p>Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., es constituida por escritura pública de fecha 26 de febrero de 1982, otorgada en Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres. Extracto autorizado inscrito a fojas 28 vta. Nº18 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1982, y publicado en el Diario Oficial de fecha 27 de marzo de 1982</p> <p>Por escritura pública de fecha 30 de septiembre de 1983, otorgada en la Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres, se modificó la Sociedad a una sociedad anónima, llamándose Empresa Eléctrica de Aisén S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 145 Nº 62 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1983, y publicado en el Diario Oficial de fecha 19 de noviembre de 1983</p> <p>Por escritura pública de fecha 9 de diciembre de 2002, otorgada en la Notaría de Coyhaique de don Teodoro Patricio Durán Palma, cambió su domicilio social a la ciudad de Santiago. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 1612 Nº 1316, del Registro de Comercio de Santiago de 2003, y publicado en el Diario Oficial de fecha 26 de diciembre de 2002</p>

Antecedentes Relevantes

Cifras Operacionales

	2011	2010
Venta de Energía (GWh)	125	112
Clientes (Miles)	39	37
Trabajadores	69	65
Líneas MT (km)	2.034	1.994
Líneas BT (km)	940	893
MVA Instalados (MT/BT)	43	41

Antecedentes Financieros

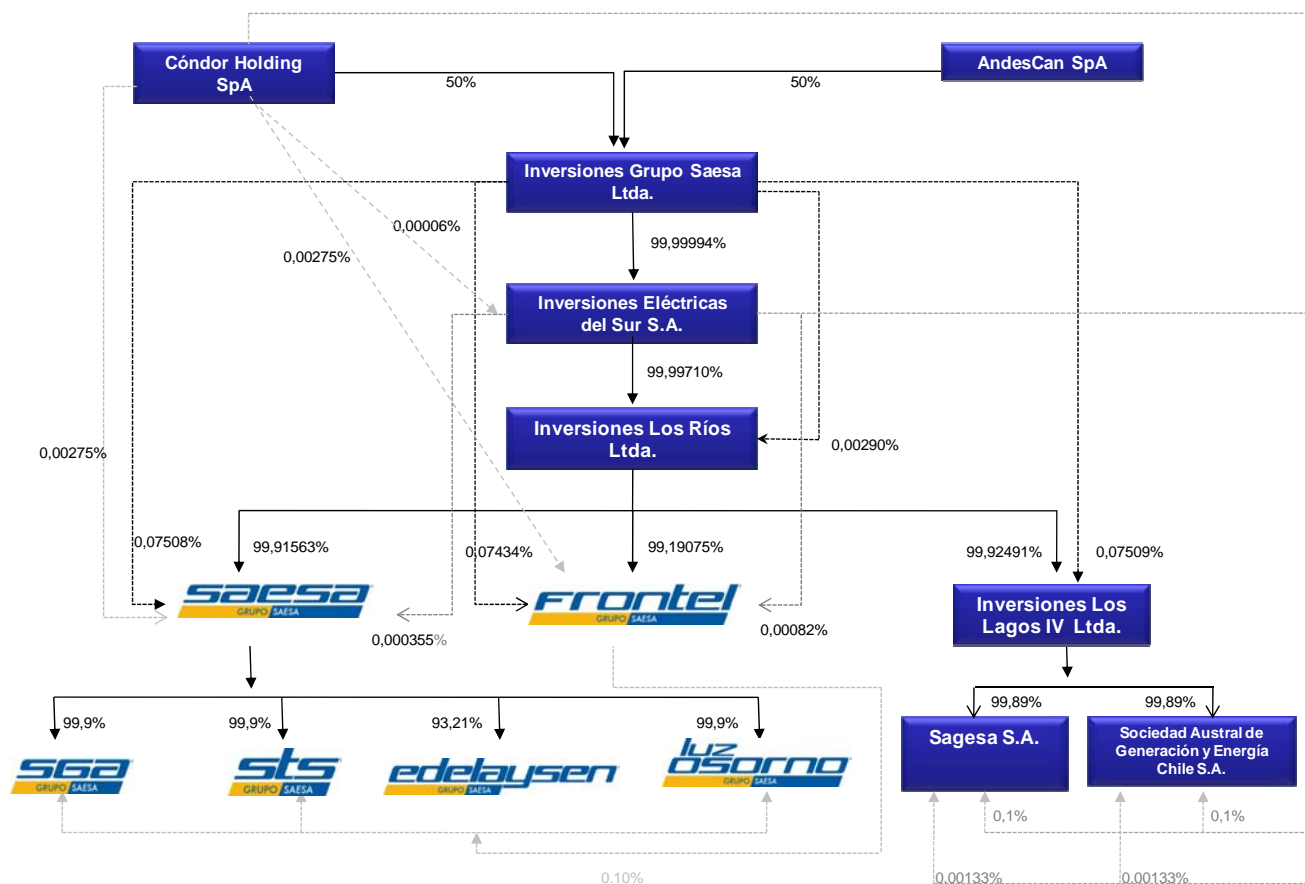
	MM\$ 2011	MM\$ 2010
Ingresos	15.056	14.436
Margen Bruto	10.005	11.446
Ganancia	3.816	4.005

Activos	70.533	66.873
Pasivos	8.922	7.933
Patrimonio	61.611	58.940

Inversiones	3.258	2.267
EBITDA	5.762	6.562

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de la Compañía, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 93,21% de Edelayesen, en forma directa.

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2011 el número de accionistas de Edelayesen alcanzaba a 129, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Total acciones	%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	35.024.639	93,2066%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,6961%
Productora y Exportadora H.O. L. Chile Ltda.	7.693	0,0205%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,0170%
Ilustre Municipalidad de Río Ibañez	6.194	0,0165%
Empresa Portuaria Chacabuco	4.986	0,0133%
Olivares Olivares, Enrique Gustavo	4.001	0,0106%
Corvalan Neira, Sandra Mónica	1.975	0,0053%
Empresa Constructora Condor S.A.	1.745	0,0046%
Fidler Agurto, Nestor Leandro	1.322	0,0035%
Lomas del Sol S.A.C.	1.065	0,0028%
Osvaldo Marcelo Santana Miranda	994	0,2600%
Otros Accionistas Menores	147	0,0004%
Total	37.577.393	100%

Durante el año 2011, Sociedad Austral de Electricidad S.A. adquirió 10.120 acciones de la Sociedad, adicionales a las que poseía anteriormente.

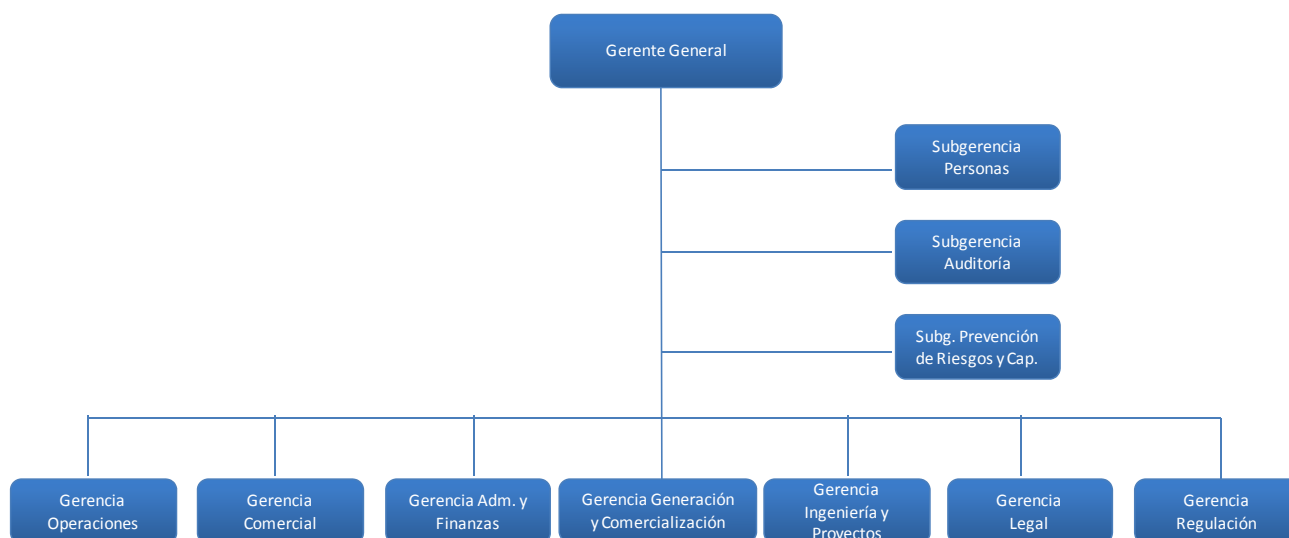
Directorio

Presidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Vicepresidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Directores	Juzar Pirbhai/ Bachiller en Letras con mención en Economía/ Extranjero
	Olivia Steedman / Ingeniero Bachiller en Ciencias/ Extranjero
	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil de Industrias/ Rut 7.011.905-6
	Robert Mah / Licenciatura en Comercio / Extranjero
	Kevin Roseke / Licenciatura en Comercio / Extranjero
	Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero

Administración

Gerente 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 (I)	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	Ramón Díaz Cortez / Ingeniero de Ejecución Eléctrico/ RUT 7.733.822-5
Subgerente Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 11.694.983-0
Subgerente. de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez / Ingeniero Ejecución en Electricidad / RUT 6.183.482-6
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7
Auditores Externos	Deloitte

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

▪ Nuestras Personas

Con el objetivo de potenciar y fortalecer el desarrollo de los trabajadores, durante el 2011 las empresas del Grupo Saesa invirtieron un total de \$ 308 millones en capacitación, lo que originó que recibieran 67 mil horas de formación y entrenamiento. Ésta se desarrolló en distintos grupos y áreas en temas técnicos, de seguridad, desarrollo de habilidades de liderazgo, atención de clientes, calidad de servicio, aplicación de tarifas y dirección de proyectos.

Además, por séptimo año consecutivo, se llevó a cabo el Programa Crece, que beneficia a través de beca y/o financiamiento, estudios de post y pre-grado a trabajadores de la Compañía. Este programa cuenta con más de 250 trabajadores beneficiados y casi 100 titulados.

En este mismo ámbito, el 2011 la Compañía innovó a través de capacitaciones con plataforma E-Learning, herramienta que entrega una solución eficiente a las necesidades de capacitación para nuestra amplia zona geográfica. Más de 100 trabajadores fueron capacitados a través de esta herramienta.

En conjunto con las demás empresas de la Asociación de Empresas Eléctricas AG, se inició en 2011 un proceso de certificación de competencias laborales, en donde participaron más de 100 trabajadores eléctricos del Grupo Saesa, equivalente al 50% del total de cupos para la industria. Este proyecto impulsado por el Gobierno de Chile, a través de su programa Chile Valora, busca otorgar un reconocimiento a aquellos trabajadores que han aprendido el oficio mediante la experiencia. Se estima finalizar este proceso de certificación el primer trimestre de 2012.

Gracias a este beneficio los trabajadores podrán obtener un certificado, reconocido por todo el mercado eléctrico del país, que demuestre y reconozca lo aprendido en su vida laboral, otorgándoles un verdadero respaldo a su gestión, que les permita seguir potenciándose laboralmente.

Como es tradición, el Grupo Saesa llevó a cabo variadas actividades para reconocer y fomentar la integración entre los trabajadores y sus familias. Actividades masivas a lo largo de toda su zona de concesión, donde participaron no sólo los trabajadores, sino también sus hijos y cónyuges. Se destaca la entrega de distinciones a la excelencia académica de hijos de trabajadores, la celebración masiva del Día del Trabajador, premiación al mejor empleado por zona, celebración de Navidad y actividades especiales como apoyo a los niños de la Teletón.

En la ciudad de Valdivia, se realizó la 51ª Olimpiada del Grupo Saesa; encuentro anual al que se invita a todos los trabajadores y sus cónyuges para que disfruten de un fin de semana de competencias deportivas, entretenimiento y camaradería. Dentro de las actividades tradicionales de este evento se realizó la premiación por años de servicio, donde se reconoció a 34 trabajadores por sus 20, 25, 30, 35 y 40 años de servicio.

Cabe señalar que en 2011, nuevamente se aplicó una evaluación del clima organizacional, a través de una encuesta en donde participó un 95% de la dotación alcanzando un nivel de satisfacción de 79%. Esta herramienta aplicada anualmente desde 2004, ha permitido generar acciones que hacen del Grupo Saesa cada vez más una mejor empresa.

Hacia finales de 2011 se efectuó el proceso de negociación colectiva con los 5 sindicatos que agrupan al 70% de los trabajadores, llegando las partes a un acuerdo final para los próximos 3 años.

Nuestro Equipo:

	Total
Gerentes y ejecutivos principales	1
Profesionales y técnicos	54
Administrativos y electricistas	14
	69

- **Gestión Comercial**

Durante el año 2011 se mantuvo también el foco en la diversificación de productos y servicios no regulados ofrecidos tanto al sector masivo como al de los clientes del sector B2B.

Incorporación de nuevas líneas de productos

Más Cerca, la línea de productos de retail, mantuvo su curva de crecimiento tanto en canales de venta, captación de clientes, como en diversificación de marcas y líneas de productos; terminando el año se incorporó la línea blanca al mix de productos, los que eran altamente solicitados y esperados por los clientes.

La incorporación de la línea blanca, impuso el desafío de llegar con el producto hasta el hogar del cliente, proceso que se ha realizado a la fecha de manera exitosa, y que es avalado por el buen resultado en las encuestas de satisfacción de clientes.

- **Medio Ambiente**

Durante el año 2011 el Grupo Saesa sometió a evaluación ambiental por parte de la autoridad 9 nuevos proyectos de inversión relacionados a subestaciones de transmisión, líneas de transmisión y centrales generadoras mayores a 3 MW. Seis de estos proyectos ya fueron aprobados por los respectivos Servicios de Evaluación Ambiental y se encuentran en distintas etapas de su implementación.

La gestión de los residuos peligrosos generados por nuestra operación, continúa siendo parte importante del compromiso del Grupo Saesa con el medio ambiente, por lo que durante el año 2011 se retiraron desde diversas instalaciones de la compañía, aproximadamente 140.000 litros de residuos líquidos, compuesto por aceites de motor usados y agua contaminada con hidrocarburos, para su posterior tratamiento y reutilización. En total, 150 toneladas de residuos sólidos fueron derivados a empresas autorizadas para su tratamiento y disposición final.

Línea de Tiempo

- 1981:** La Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., EdelaySEN, nace como una filial de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa.
- 1983:** EdelaySEN se transforma en sociedad anónima, con el fin de facilitar la participación del sector privado en la explotación y comercialización de energía eléctrica.
- 1986:** La Corporación de Fomento de la Producción, Corfo, con la colaboración de EdelaySEN y de su entonces filial Endesa, inicia la construcción de un complejo de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión.
- 1988:** Corfo transfiere sus instalaciones, junto a otras adquiridas a Endesa, a EdelaySEN, a cambio de una mayor participación accionaria. Esto convierte a Corfo en accionista mayoritario de EdelaySEN.
- 1998:** Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de EdelaySEN, licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km, entre la VIII y la XI Región.
- 2000:** Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de EdelaySEN que habían quedado en poder de Corfo, aumentando así su participación a 91,67% en la propiedad de la Empresa
- 2001:** En noviembre entra en operación la Central Eólica Alto Baguales de 2,0 MVA, que es pionera en Chile en generación de energía eléctrica con viento a escala industrial.
- 2002:** Se amplía la Central Aisén, aumentando su capacidad en 1,4 MW, permitiendo el reemplazo de generación diésel. Además, se continúa con las obras de la Central Lago Atravesado, que iniciaría su operación en mayo de 2003.
- 2003:** Se inicia operación comercial de la Central Lago Atravesado, con una capacidad de 10,5 MW, y además, entra en servicio la central Villa O'Higgins, con una capacidad de 200 kW.
- 2004:** Se introdujeron cambios en la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando el desarrollo de la Compañía y reforzando su presencia regional para estar más cerca de los clientes.
- 2005:** Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión.
- 2006:** Tras completar 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 cumplen los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

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

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

2009: Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$2.017 millones.

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

Saesa y sus filiales Luz Osorno y Edelay sen 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.

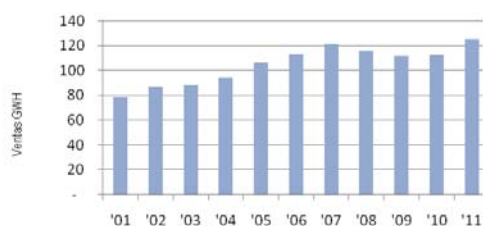
2011: La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).

Actividades de la Sociedad

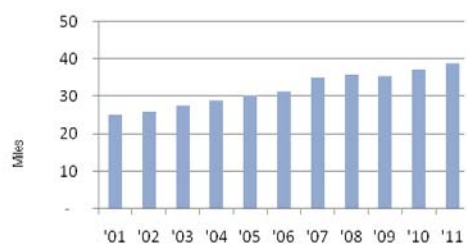
Edelaysen desarrolla sus actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cinco sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins, Amengual-La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas 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 \$3.258 millones durante el año 2011, 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 2011 alcanzaron a 125 GWh.



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 39 mil clientes.

Generación:

	Cant. de Centrales	Potencia instalada (MW)
Viento	1	2,0
Hidroeléctrica	6	22,1
Diesel	18	27,1
Total	25	51,2

CENTRAL	TIPO GENERACION	PRODUCCION DE ENERGIA KWH	ENERGIA GENERADA POR SISTEMA KWH
NUEVO REINO	TERMICA	968,735	2,914,186
NUEVO REINO	HIDRAULICA	1,945,451	
CALETA ANDRADE	TERMICA	822,770	822,770
LA TAPERA	TERMICA	332,995	335,012
AMENGUAL	TERMICA	2,017	
HIELOS DEL SUR	TERMICA	35,205	445,020
HIELOS DEL SUR	HIDRAULICA	409,815	
FUTALEUFÚ	TERMICA	25,631	6,960,304
PALENA	TERMICA	15,142	
LAGO VERDE	TERMICA	3,351	
PUYUHUAPI	TERMICA	5,658	
LA JUNTA	TERMICA	7,182	
RIO AZUL	HIDRAULICA	6,903,340	
SANTA BARBARA	TERMICA	158,662	158,662
ALTO BAGUALES	EOLICA	6,944,292	129,446,123
FARELLONES	TERMICA	NA	
CHACABUCO	TERMICA	13,419,252	
LAGO ATRAVESADO	HIDRAULICA	50,505,235	
TEHUELCHÉ	TERMICA	15,995,904	
PTO. IBÁÑEZ	TERMICA	611	
PUERTO AYSÉN	TERMICA	3,795,981	
PUERTO AYSÉN	HIDRAULICA	38,784,848	
CHILE CHICO	TERMICA	3,212,376	8,530,482
EL TRARO	HIDRAULICA	5,146,098	
EL TRARO	TERMICA	172,008	

Factores de Riesgo

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 la Sociedad. 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, y que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

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

Riesgo Regulatorio

- *Cambio de la regulación*

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las 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 modificaciones a la regulación eléctrica, entre ellas, 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 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.

Hacia fines del primer semestre del 2011 se han presentado indicaciones a proyectos de modificación a la LGSE, principalmente incentivos de las inyecciones de energía proveniente de medios renovables no convencionales, conectados a la redes de distribución, mediante el uso de los mismos empalmes de conexión a la red utilizados para el suministro a clientes finales, en adelante Proyecto net metering.

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

- *Fijación de tarifas de generación*

La Sociedad monitorea periódicamente el comportamiento del mercado de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera. En ese sentido, es relevante el seguimiento que se haga a la evolución de los costos de operación, generación y demanda de energía reales, comparados con los supuestos incluidos en el ejercicio tarifario que determinó los precios aplicables.

Adicionalmente, se espera que en el corto o mediano plazo, la Autoridad introduzca un avance en el marco regulatorio vigente y aplicable a los SSMM, que vaya más allá del proceso tarifario y se haga cargo por ejemplo, de la condiciones que deban considerarse para que dos o más empresas operadoras coexisten en un mismo sistema.

- *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.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarificados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

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

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

Riesgos de Mercado

La Sociedad no posee deuda financiera.

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

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

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

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

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2011 asciende a M\$ 3.815.867.

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 30 de \$ 30,47044802 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12. 11. Este dividendo representa alrededor de un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$1.145.000.

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

Capital Social

Al 31 de diciembre de 2011 el capital suscrito y pagado de la Sociedad ascendía a M\$37.005.894, distribuido en 37.577.393 de 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 2011 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	37.005.894
Ganancias (pérdidas) acumuladas	23.733.771
Otras reservas	871.173
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	61.610.838

Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad entre el 2004 y 2011 son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N°22	29/05/04	20,00	2003
Final N°23	27/05/05	20,00	2004
Final N°24	26/05/06	23,00	2005
Final N°25	25/05/07	32,81	2006
Final N°26	23/05/08	6,77	2007
Final N°27	25/05/09	10,49	2008
Final N°28	31/05/10	35,46	2009
Final N°29	02/05/11	31,99	2010

Directorio

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. El año 2011 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, John Watt, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

En sesión de Directorio de fecha 8 de noviembre renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla, John Watt y Thomas Gray. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke.

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:

	2011	2010
Jorge Lesser G.	1.310	1.694
Iván Díaz M.	1.199	427
Pedro Pablo Errázuriz D.	54	2.217
Lawrence Coben	-	1.463
Total	2.563	5.801

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 2012.

No existen remuneraciones percibidas por Gerentes y principales ejecutivos de la sociedad durante el ejercicio 2011.

Durante el año 2011, las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad, ascendieron a MM\$71. Durante el año 2010 se registraron pagos de indemnizaciones por años de servicios por MM\$28.

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

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

Política de Dividendos

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

Propiedades y Seguros

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

Hechos Relevantes

Con fecha 16 de enero de 2011 renunció al cargo de Presidente del Directorio y de la Sociedad el señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, asumiendo dicho cargo, hasta la siguiente sesión de Directorio, el señor Thomas Gray. En sesión de Directorio celebrada con fecha 25 de enero de 2011, el Directorio de la Sociedad nombró Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García – Huidobro y Vicepresidente el señor Thomas Gray.

El día 14 de abril de 2011, el Directorio de la Sociedad citó a Junta Ordinaria de Accionistas, la que se celebró con fecha 30 de marzo de 2011, en la cual:

- a. Se acordó el pago de un dividendo de \$31,98732 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, lo que significa un pago total de M\$1.202.000 por este concepto.
- b. Se renovó totalmente el Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un periodo de dos años, a los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, John Watt, Kevin Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

Con fecha 6 de abril de 2011 el Directorio de la Sociedad eligió como Presidente al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

En sesión de Directorio de fecha 16 de agosto de 2011, el Directorio tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Kevin David Kerr. Se designó en su reemplazo al señor Juan Ignacio Parot Becker, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas.

Con fecha 7 de noviembre de 2011, la Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).

Inversiones Grupo Saesa Limitada es la sociedad controladora del Grupo Saesa, el que está integrado por las empresas Inversiones Eléctricas del Sur S.A., Inversiones Los Ríos Limitada, Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Sociedad Generadora Austral S.A., Inversiones Los Lagos IV Limitada y Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

El 50% restante de los derechos sociales en Inversiones Grupo Saesa Limitada permanece en poder de AndesCan SpA, filial de Ontario Teachers' Pension Plan Board.

La operación informada no implica un cambio de control en las sociedades del Grupo Saesa indicadas precedentemente, pero sí un cambio en uno de los miembros controladores.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 8 de Noviembre de 2011, renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla, John Watt y Thomas Gray. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke.

Declaración de Responsabilidad



Iván Díaz-Molina
Presidente



Jorge Lesser G.
Vicepresidente



Jazur Pirbhai
Director




Olivia Steedman
Director



Juan Ignacio Parot B.
Director



Robert Mah
Director



Kevin Roseke
Director



Ben Hawkins
Director



Francisco Alliende A.
Gerente General

Estados Resumidos

Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelayesen

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2011, 31 de diciembre de 2010)

	31-Dic-2011	31-Dic-2010
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	17.512.593	14.117.651
Activos No Corrientes	53.019.971	52.755.747
Total Activos	70.532.564	66.873.398

	31-Dic-2011	31-Dic-2010
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	4.620.738	3.672.097
Pasivos No Corrientes	4.300.748	4.260.918
Total Pasivos	8.921.486	7.933.015
Total Patrimonio Neto	61.611.078	58.940.383
Total Patrimonio Neto y Pasivos	70.532.564	66.873.398

Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2011 y 2010)

	31-Dic-2011	31-Dic-2010
M\$		
Margen Bruto	10.004.621	11.445.862
Ganancia Antes de Impuesto	4.414.469	4.708.814
Impuesto a las Ganancias	(598.602)	(703.518)
Ganancia	3.815.867	4.005.296

Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2011 y 2010)

	31-Dic-2011	31-Dic-2010
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	6.754.262	8.138.368
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(3.529.575)	(7.300.122)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.201.940)	(1.332.676)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(6.891)	1
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	2.015.856	(494.429)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	4.192.904	4.687.333
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	6.208.760	4.192.904

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2011 y 2010)

	31-Dic-2011	31-Dic-2010
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	58.940.383	56.136.675
Cambios en Patrimonio	2.670.695	2.803.708
Saldo Final Periodo Actual	61.611.078	58.940.383



Estados Financieros
correspondientes al año terminado
al 31 de diciembre de 2011

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Miles de pesos


INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES


A los señores Accionistas de
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y a los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica de Aisén 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 de que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

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


Marzo 13, 2012


Alberto Lemaitre
RUT: 6.303.649-8

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Situación Financiera
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	6.208.760	4.192.904
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	3.345.548	3.343.462
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	6	5.001.290	4.837.945
Inventarios	7	1.304.641	1.207.247
Activos por Impuestos Corrientes	8	1.503.115	404.140
Otros Activos no Financieros, Corrientes		149.239	131.953
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.		17.512.593	14.117.651
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		17.512.593	14.117.651
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	9	-	1.069.333
Otros Activos No Financieros, No Corriente		1.059	1.059
Derechos por Cobrar No Corrientes	5	207.815	12.847
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	10	35.678	35.399
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	11	52.659.749	51.503.344
Activos por Impuestos Diferidos	12	115.670	133.765
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		53.019.971	52.755.747
TOTAL ACTIVOS		70.532.564	66.873.398

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	14	2.191.824	1.149.742
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	6	1.122.233	1.119.637
Otras Provisiones a Corto Plazo	15	86.451	257.594
Pasivos por Impuestos Corrientes	8	161.889	433.281
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	16	741.137	353.810
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	15	317.204	358.033
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		4.620.738	3.672.097
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		4.620.738	3.672.097
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por Impuestos Diferidos	12	4.047.273	3.977.769
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		20.334	19.458
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	15	233.141	263.691
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.300.748	4.260.918
PATRIMONIO NETO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	17	37.005.894	37.005.894
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	17	23.734.011	21.063.316
Otras Reservas	17	871.173	871.173
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		61.611.078	58.940.383
Participaciones No Controladoras		-	-
TOTAL PATRIMONIO		61.611.078	58.940.383
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		70.532.564	66.873.398

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	Nota	01-01-2011 al 30-12-2011 M\$	01-01-2010 al 31-12-2010 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	18	14.489.347	13.410.456
Otros ingresos, por Naturaleza	18	566.210	1.025.126
Materias Primas y Consumibles Utilizados	19	(5.050.936)	(2.989.720)
Gastos por Beneficios a los Empleados	20	(1.472.642)	(1.439.540)
Gasto por Depreciación y Amortización	21	(1.982.509)	(2.141.780)
Otros Gastos por Naturaleza	22	(2.769.622)	(3.444.793)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(3.754)	(7.836)
Ingresos Financieros	23	606.483	286.891
Costos Financieros	23	(2.055)	(3.271)
Diferencias de Cambio	23	(5.739)	428
Resultados por Unidades de Reajuste	23	39.686	12.853
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		4.414.469	4.708.814
Gasto por Impuestos a las Ganancias	12	(598.602)	(703.518)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		3.815.867	4.005.296
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		3.815.867	4.005.296
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	101,5469	106,5879
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción		
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	101,5469	106,5879

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estado de cambios en el patrimonio

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2011	37.005.894							871.173	871.173	21.063.316	58.940.383		58.940.383
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	37.005.894	-	-	-	-	-	-	871.173	871.173	21.063.316	58.940.383	-	58.940.383
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										3.815.867	3.815.867		3.815.867
Otro resultado integral									-				-
Resultado integral											3.815.867		3.815.867
Dividendos										(1.145.172)	(1.145.172)		(1.145.172)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios													
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios									-				-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.670.695	2.670.695	-	2.670.695
Saldo Final al 31/12/2011	37.005.894	-	-	-	-	-	-	871.173	871.173	23.734.011	61.611.078	-	61.611.078

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2010	37.005.894							871.173	871.173	18.259.608	56.136.675		56.136.675
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	37.005.894	-	-	-	-	-	-	871.173	871.173	18.259.608	56.136.675	-	56.136.675
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										4.005.296	4.005.296		4.005.296
Otro resultado integral									-				-
Resultado integral											4.005.296		4.005.296
Dividendos										(1.201.588)	(1.201.588)		(1.201.588)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios													
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios													
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.803.708	2.803.708	-	2.803.708
Saldo Final al 31/12/2010	37.005.894	-	-	-	-	-	-	871.173	871.173	21.063.316	58.940.383	-	58.940.383

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Flujos de Efectivos Directos

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2011 al 31/12/2011 M\$	01/01/2010 al 31/12/2010 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		18.674.191	18.263.705
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		18.667.011	18.047.641
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		-	181.663
Otros cobros por actividades de operación		7.180	34.401
Clases de pagos		(11.324.504)	(9.653.281)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(9.467.883)	(7.690.610)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(1.681.748)	(1.240.626)
Otros pagos por actividades de operación		(174.873)	(722.045)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(595.425)	(472.056)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		6.754.262	8.138.368
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(7.991.000)	(8.756.000)
Compras de propiedades, planta y equipo		(3.876.130)	(2.698.188)
Cobros a entidades relacionadas		7.775.710	3.970.000
Intereses recibidos		561.845	184.066
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(3.529.575)	(7.300.122)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Dividendos pagados		(1.201.940)	(1.332.670)
Intereses pagados		-	(6)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.201.940)	(1.332.676)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		2.022.747	(494.430)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(6.891)	1
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(6.891)	1
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		2.015.856	(494.429)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		4.192.904	4.687.333
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4	6.208.760	4.192.904

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio.....	9
2.	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	10
2.1.	Principios contables	10
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	10
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	11
2.4	Período cubierto	12
2.5	Bases de preparación	12
2.6	Moneda funcional.....	12
2.7	Bases de conversión	12
2.8	Compensación de saldos y transacciones	13
2.9	Propiedades, planta y equipo	13
2.10	Activos intangibles	14
2.10.1	Servidumbres.....	14
2.10.2	Programas informáticos	14
2.10.3	Gastos de investigación y desarrollo	14
2.11	Deterioro de los activos	14
2.12	Arrendamientos	15
2.13	Instrumentos financieros.....	16
2.13.1	Activos Financieros no derivados	16
2.13.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	16
2.13.3	Pasivos financieros no derivados	16
2.13.4	Derivados y operaciones de cobertura	17
2.13.5	Instrumentos de patrimonio	17
2.14	Inventarios	18
2.15	Otros pasivos no financieros.....	18
2.15.1	Ingresos diferidos	18
2.15.2	Subvenciones estatales.....	18
2.15.3	Obras en construcción para terceros.....	18
2.16	Provisiones	18
2.17	Beneficios a los empleados	18
2.18	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	19
2.19	Impuesto a las ganancias	19
2.20	Reconocimiento de ingresos y gastos	19
2.21	Ganancias por acción	20
2.22	Dividendos	20
2.23	Estado de flujos de efectivo	20
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	21
3.1.	Generación eléctrica y transporte	21
3.2.	Distribución	21
3.3.	Marco regulatorio	22
3.3.1.	Aspectos generales	22
3.3.2.	Ley Corta I	23
3.3.3.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	23
4.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	24
5.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	25
6.	Salos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	27
7.	Inventarios.....	30
8	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	31
9	Otros Activos Financieros no Corriente.....	32
10	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	33
11	Propiedades, planta y equipos	34
12	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	36
12.1	Impuesto a la renta.....	36
12.2	Impuestos diferidos	37
13	Política de Gestión de Riesgos	38
13.1	Riesgo de negocio	38
13.1.1	Riesgo Regulatorio	38

13.2	Riesgo financiero	39
13.2.1	Tipo de cambio	39
13.2.2	Variación UF	40
13.2.3	Tasa de interés	40
13.2.4	Riesgo de liquidez	40
13.2.5	Riesgo de crédito	40
13.2.6	Instrumentos financieros por categoría	42
13.2.7	Valor Justo de instrumentos financieros	43
14	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	45
15	Provisiones	45
15.1	Provisiones corrientes	45
15.1.1	Otras Provisiones a Corto Plazo	45
15.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados	46
15.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	47
15.3	Juicios y multas	48
15.3.1	Juicios	48
15.3.2	Multas	48
16	Otros Pasivos no Financieros	49
17	Patrimonio	50
17.1	Patrimonio neto de la Sociedad	50
17.1.1	Capital suscrito y pagado	50
17.1.2	Dividendos	50
17.1.3	Otras reservas	50
17.1.4	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	51
17.2	Gestión de capital	51
17.3	Restricciones a la disposición de fondos	51
18	Ingresos	52
19	Materias Primas y Consumibles Utilizados	52
20	Gastos por Beneficios a los Empleados	53
21	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	53
22	Otros Gastos por Naturaleza	53
23	Resultado Financiero	54
24	Hechos Posteriores	55
25	Medio Ambiente	55
26	Garantías Comprometidas con Terceros	55
27	Cauciones Obtenidas de Terceros	55
28	Moneda Extranjera	56



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados financieros

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

La sociedad Empresa Eléctrica de Aisén S.A. en adelante para efectos de este informe "Edelaysen" o la "sociedad" esta inscrita en el Registro de Entidades Informantes con el número 28 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Edelaysen 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 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 canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros de la Sociedad, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiero (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha de 13 marzo de 2012. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 24, Revelación de Partes Relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación - Clasificación de Derechos de Emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de febrero de 2010
Mejoras a NIIFs Mayo 2010 – colección de enmiendas a siete Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 19, Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2010

Enmiendas a Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 14, El límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad en sus estados financieros.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012 y siguientes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2015
NIIF 10, Estados Financieros Consolidado	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 27 (2011), Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 28 (2011), Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
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.
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – (i) Revelaciones – Transferencias de Activos Financieros – (ii) Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011 (para transferir activos financieros). Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013 (para modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros)
CINIIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

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

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada 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 revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Beneficios del personal - Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad, 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, que incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4 Período cubierto

Los presentes estados financieros comprenden los estados de situación financiera de EdelaySEN al 31 de diciembre de 2011 y 2010, 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 2011 y 2010.

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 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones 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 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.

2.7 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza la Sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el 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 la sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

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

	31.12.2011	31.12.2010
Dólar Estadounidense	519,20	468,01
Unidad de Fomento	22.294,03	21.455,55

2.8 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.

2.9 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 o la matriz del grupo. No hubo montos activados por este concepto en los años 2011 y 2010.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$93.932 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y a M\$80.417 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad, revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
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
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas :	10

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

2.10 Activos intangibles

2.10.1 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.

2.10.2 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.

2.10.3 Gastos de investigación y desarrollo

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

2.11 Deterioro de los activos

La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede 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.

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.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en la mayoría de los casos.

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

2.12 Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

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

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

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

2.13 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.

2.13.1 Activos Financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

Los instrumentos mantenidos hasta el vencimiento son aquellos activos financieros no derivados, con una fecha de vencimiento fija, con pagos en montos fijos o determinables, y para los que la entidad ha definido su intención y posee la capacidad de mantenerlos al vencimiento. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado.

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. 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.

2.13.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.13.3 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 costos 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.

2.13.4 Derivados y operaciones de cobertura

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

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

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realizará con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

La Sociedad en forma habitual 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 de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad y sus filiales proceden a su valoración y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.13.5 Instrumentos de patrimonio

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

2.14 Inventarios

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

2.15 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.15.1 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.

2.15.2 Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad cumplirá con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor 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.

2.15.3 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.

2.16 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 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.

2.17 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 utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. 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.

2.18 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.19 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, 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.

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.

2.20 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.21 Ganancias por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia 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.

2.22 Dividendos

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

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

Para el cálculo de la utilidad líquida 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.

2.23 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, entendiendo 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, 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.

El sector eléctrico en que opera la sociedad corresponde a sistemas cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW y que se denominan Sistemas Medianos (SSMM).

EdelaySEN es una empresa integrada verticalmente (opera instalaciones propias de generación como de transmisión y distribución) y desarrolla su negocio en los SSMM de Aysen, General Carrera y Palena, que atienden el consumo de varias localidades de la Región XI.

3.1. Generación eléctrica y transporte

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.

Los costos de generación y transmisión de los sistemas medianos de EdelaySEN son determinados por un Estudio específico realizado cada cuatro años. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP) y junto a la definición de los precios aplicables, el Estudio establece un Plan de Obras de inversión obligatorio en generación-transporte para el mismo periodo en que se aplicarán las tarifas determinadas.

3.2. 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 entregar servicio 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: Para el caso de la Sociedad, esta componente refleja el costo total de largo plazo de producción y transporte de la energía, así como la potencia. Este precio es indexado semestralmente en virtud de variables macroeconómicas como el petróleo, el tipo de cambio y el índice de precios al consumidor.
- 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 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 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 al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("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.

3.3. Marco regulatorio

3.3.1. 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. La última modificación a la Ley, y que tuvo un positivo impacto en el sector, fue introducida por la Ley N°19.940 de marzo de 2004 ("Ley Corta I"). Luego se dictó la Ley N°20.018 de mayo de 2005 ("Ley Corta II"), pero sus impactos fueron más bien para la industria que opera en sistema eléctricos superiores a 200 MW.

3.3.2. 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 y que son de importancia para la Sociedad fueron:

- 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. En tanto aquellos con potencia instalada superior a 2 MW serán calificados como clientes libres.
- 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 y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.
- 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).

3.3.3. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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, reguladora y coordinadora.

- 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.

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Efectivo en Caja	206.298	271.686
Saldo en Bancos	58.739	151.884
Otros instrumentos de renta fija	5.943.723	3.769.334
Totales	6.208.760	4.192.904

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 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	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	6.202.943	4.188.129
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	5.817	4.775
Totales		6.208.760	4.192.904

5. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31-12-2011		31-12-2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	2.537.805	-	2.436.213	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.123.742	207.815	1.240.186	12.847
Total	3.661.547	207.815	3.676.399	12.847

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31-12-2011		31-12-2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	2.447.679	-	2.312.897	-
Otras cuentas por cobrar, neto	897.869	207.815	1.030.565	12.847
Total	3.345.548	207.815	3.343.462	12.847

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2011 es de M\$3.553.363, al 31 de diciembre de 2010 es de M\$ 3.356.309.

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 de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2011 la Sociedad distribuyen energía eléctrica a más de 38 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas
	Real	%
Residencial	30.014	38%
Comercial	4.397	34%
Industrial	114	8%
Otros	4.275	20%
Total	38.800	100%

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

- c) Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 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	31-12-11	31-12-10
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	802.246	897.800
Con vencimiento entre tres y seis meses	69.450	75.584
Con vencimiento entre seis y doce meses	14.847	21.503
Con vencimiento mayor a doce meses	4.358	11.601
Total	890.901	1.006.488

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, lo que podría resultar en una provisión menor a la indicada.

- d) 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 2010	269.277
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	87.278
Montos castigados	(23.618)
Saldo al 31 de diciembre 2010	332.937
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	10.869
Montos castigados	(27.807)
Saldo al 31 diciembre de 2011	315.999

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

6. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

ACCIONISTA	Serie Única	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S. A.	35.024.639	93,21%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,70%
Productora y Exportadora H.O.L. Chile LTDA.	7.693	0,02%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,02%
Ilustre Municipalidad de Río Ibañez	6.194	0,02%
Empresa Portuaria de Chacabuco	4.986	0,01%
Olivares Olivares Enrique Gustavo	4.001	0,01%
Corvalan Neira Sandra Monica	1.975	0,01%
Empresa Constructora Condor S.A.	1.745	0,00%
Fiedler Agurto Nestor Leandro	1.322	0,00%
Lomas del Sol S A C	1.065	0,00%
Santana Miranda Osvaldo Marcelo	994	0,00%
Otros	147	0,00%
Total	37.577.393	100,00%

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones.

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.

Los préstamos en cuentas corrientes 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 de la Sociedad son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2011		31-12-2010	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	1.335	-
77683400-9	Sociedad de Generación y Energía Chile S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	23.493	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	13.136	-
76073162-5	Sociedad Austral de electricidad S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	6.578	-
76073162-5	Sociedad Austral de electricidad S.A.	Venta materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	7.348	-
76073162-5	Sociedad Austral de electricidad S.A.	Préstamo en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.001.290	-	4.786.000	-
96701470-2	Sistema de transmisión del Sur S.A.	venta de materiales y recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	55	-
Totales						5.001.290	-	4.837.945	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2011		31-12-2010	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76073162-5	Sociedad Austral de electricidad S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.987	-	0	-
76073162-5	Sociedad Austral de electricidad S.A.	Venta materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	25.413	-	-	-
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	219	-	-	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	102	-	-	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Venta materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	26.375	-	-	-
77683400-9	Sociedad de Generación y Energía Chile S.A.	Venta materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	44	-	-	-
76073162-5	Sociedad Austral de electricidad S.A.	Prov. Dividendo Mínimo	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.066.993	-	1.119.637	-
14655033-9	Ivan Diaz-Molina	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director	CH\$	100	-	0	-
Totales						1.122.233	-	1.119.637	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados (cargos) abonos

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
76073162-5	Sociedad Austral de electricidad S.A.	Matriz	Intereses préstamo en cuenta corriente	439.068	149.438
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz Común	Intereses préstamo en cuenta corriente	344	-
Totales				439.412	149.438

c. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2011 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

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 periodo 2011 y 2010 son los siguientes:

Director	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Ivan Diaz-Molina	100	0
Totales	100	0

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 de la Sociedad, para el período abril 2011 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2012.

En sesión de Directorio de fecha 16 de agosto 2011 renunció a su cargo el director Kevin David Kerr, en la misma sesión, se designó como director reemplazante a Juan Ignacio Parot Becker.

En sesión de Directorio de fecha 8 de noviembre 2011 renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla, John Watt y Thomas Gray. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray ,Olivia Penelope Steedman, Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 son las siguientes:

Director	31-12-2011	31-12-2010
Lawrence S. Coben	-	1.463
Pedro Pablo Errázuriz	54	2.217
Jorge Lesser García-Huidobro	1.310	1.694
Iván Díaz-Molina	1.199	427
Totales	2.563	5.801

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo compone un Ejecutivo.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$ 28.594 al 31 de diciembre de 2011 y a M\$43.886 al 31 de diciembre de 2010.

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.

7. Inventarios

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Clases de inventario	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.040.147	823.501
Materiales en tránsito	8.771	227.448
Existencias retail	39.097	20.693
Petróleo	274.358	189.143
Provisión por obsolescencia	(57.732)	(53.538)
Totales	1.304.641	1.207.247

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	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	5.050.936	2.989.720
Otros gastos por naturaleza (*)	217.920	374.377
Total	5.268.856	3.364.097

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2011 ascienden a M\$705.944 (M\$726.259 en 2010).

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó a un cargo de M\$4.194 para diciembre 2011 y un cargo de M\$19.658 para diciembre de 2010.

8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.503.115	404.140
IVA Crédito fiscal por recuperar	-	-
Otros	-	-
Totales	1.503.115	404.140

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuesto a la renta	-	233.147
Iva Débito fiscal	158.599	198.775
Otros	3.290	1.359
Totales	161.889	433.281

9 Otros Activos Financieros no Corriente

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros Activos financieros no corrientes	31-12-2011		31-12-2010	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ley Austral	-	-	-	1.069.333
Totales	-	-	-	1.069.333

Este activo corresponde a crédito por impuestos Ley Austral, que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de la sociedad 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. Al 31 de diciembre de 2011 este activo forma parte del impuesto por recuperar del período.

10 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Activos intangibles neto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos intangibles identificables, neto	35.678	35.399
Servidumbres	14.515	14.515
Software	21.163	20.884

Activos intangibles bruto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	39.396	38.939
Servidumbres	14.515	14.515
Software	24.881	24.424

Amortización activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	(3.718)	(3.540)
Servidumbres	-	-
Software	(3.718)	(3.540)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2011 y 2010 son los siguientes:

Movimiento año 2011		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres Neto	Activo Intangible Neto
Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2010		20.884	14.515	35.399
Movimientos	Adiciones	639	-	639
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(360)	-	(360)
	Total movimientos	279	-	279
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		21.163	14.515	35.678

Movimiento año 2010		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres Neto	Activo Intangible Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		887	14.515	15.402
Movimientos	Adiciones	24.424	-	24.424
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(4.427)	-	(4.427)
	Total movimientos	19.997	-	19.997
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		20.884	14.515	35.399

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

11 Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	52.659.749	51.503.344
Construcción en Curso	4.471.580	3.488.802
Terrenos	2.816.998	2.816.998
Edificios	3.321.639	3.415.781
Planta y Equipo	41.161.427	41.177.948
Equipamiento de Tecnologías de la Información	13.703	28.667
Instalaciones Fijas y Accesorios	25.442	34.830
Vehículos de Motor	248.755	291.607
Otras Propiedades, Planta y Equipo	600.205	248.711

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	67.322.813	64.196.079
Construcción en Curso	4.471.580	3.488.802
Terrenos	2.816.998	2.816.998
Edificios	4.629.306	4.602.031
Planta y Equipo	53.118.786	51.409.663
Equipamiento de Tecnologías de la Información	33.176	38.523
Instalaciones Fijas y Accesorios	64.651	72.977
Vehículos de Motor	420.182	421.135
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.768.134	1.345.950

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(14.663.064)	(12.692.735)
Edificios	(1.307.667)	(1.186.250)
Planta y Equipo	(11.957.359)	(10.231.715)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(19.473)	(9.856)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(39.209)	(38.147)
Vehículos de Motor	(171.427)	(129.528)
Otros	(1.167.929)	(1.097.239)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Movimiento año 2011		Construcción	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
		en Curso							
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		3.488.802	2.816.998	3.415.781	28.667	34.830	291.607	248.711	41.177.948
Movimientos	Adiciones	2.465.993	-	27.275	-	274	27.311	432.203	1.710.258
	Retiros	-1.483.215	-	-	(585)	4.533	(18.211)	(2)	(18.214)
	Gastos por depreciación	0	-	(121.417)	(14.379)	(5.129)	(51.952)	(80.707)	(1.708.565)
	Total movimientos	982.778	-	-94.142	-14.964	(9.388)	(42.852)	351.494	(16.521)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		4.471.580	2.816.998	3.321.639	13.703	25.442	248.755	600.205	41.161.427

Movimiento año 2010		Construcción	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
		en Curso							
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		3.244.316	2.816.998	3.378.881	13.657	41.768	369.016	362.627	42.605.349
Movimientos	Adiciones	1.647.723	0	154.624	28.237	149	11.767	75.753	1.730.550
	Retiros	(1.403.237)	0	0	(2.395)	0	(29.234)	(453)	(1.405.399)
	Gastos por depreciación	0	0	(117.724)	(10.832)	(7.087)	(59.942)	(189.216)	(1.752.552)
	Total movimientos	244.486	0	36.900	15.010	(6.938)	(77.409)	(113.916)	(1.427.401)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		3.488.802	2.816.998	3.415.781	28.667	34.830	291.607	248.711	41.177.948

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- 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 cuenta 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 2.9 incluyen activación de costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$93.932 al 31 de diciembre 2011 y a M\$80.417 por el período terminado al 31 de diciembre de 2010.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2011, 31 de diciembre de 2010 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

12.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados correspondiente a los años 2011 y 2010, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-12-2011	31-12-2010
M\$	M\$	
Gasto por impuestos corrientes	510.537	723.024
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	0	1.667
Otro gasto por impuesto corriente	466	599
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	511.003	725.290
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	87.599	(21.772)
Otro gasto por impuesto diferido		
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	598.602	703.518
Gasto por impuesto a las ganancias	598.602	703.518

- 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 2011 y 2010, es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	4.414.469	4.708.814
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%, 17%)	(882.894)	(800.498)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	1.037	(4.373)
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(48.703)	(37.135)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	31.990	-
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	1	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	(7.132)	(1.666)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	-	-
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	323.474	162.501
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(16.375)	(22.347)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias		
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	284.292	96.980
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(598.602)	(703.518)
Tasa Impositiva Efectiva	13,56%	14,94%

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 2012, con tasa de 18,5%, al 31 de diciembre 2011 la Sociedad reconoció un mayor gasto por impuesto a las ganancias de M\$15.909, respecto de haber mantenido la tasa del 17% que regirá a partir de 2013 en adelante.

12.2 Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	4.047.178	3.977.611
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	-	1.987	83	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	55.142	61.094	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	22.696	26.372	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	10.074	9.824	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	6.502	2.368	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	17.782	26.564	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	3.474	5.556	12	158
Total Impuestos Diferidos	115.670	133.765	4.047.273	3.977.769

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación en el período 2011 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 31 de diciembre de 2009	130.210	3.995.985
Incremento (decremento)	3.555	(18.216)
Otros incrementos (decrementos)	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2010	133.765	3.977.769
Incremento (decremento)	(18.095)	69.504
Saldo al 31 de diciembre de 2011	115.670	4.047.273

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

13 Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la Sociedad son los siguientes:

13.1 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 la Sociedad. 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, y 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.

13.1.1 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 modificaciones a la regulación eléctrica, entre ellas, 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 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.

Hacia fines del primer semestre del 2011 se han presentado indicaciones a proyectos de modificación a la LGSE, principalmente incentivos de las inyecciones de energía proveniente de medios renovables no convencionales, conectados a la redes de distribución, mediante el uso de los mismos empalmes de conexión a la red utilizados para el suministro a clientes finales, en adelante Proyecto net metering.

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 generación

La Sociedad monitorea periódicamente el comportamiento del mercado de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera. En ese sentido, es relevante el seguimiento que se haga a la evolución de los costos de operación, generación y demanda de energía reales, comparados con los supuestos incluidos en el ejercicio tarifario que determinó los precios aplicables.

Adicionalmente, se espera que en el corto o mediano plazo, la Autoridad introduzca un avance en el marco regulatorio vigente y aplicable a los SSMM, que vaya más allá del proceso tarifario y se haga cargo por ejemplo, de las condiciones que deban considerarse para que dos o más empresas operadoras coexistan en un mismo sistema.

c) 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 EdelaySEN, 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.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

13.2 Riesgo financiero

El análisis de riesgos financieros para la Sociedad es el siguiente.

13.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad opera en moneda funcional peso, pero 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.

Una parte del precio de venta de energía al cliente final está indexado a variables como el tipo de cambio y el precio de combustibles como el petróleo. Estas indexaciones buscan compensar las variaciones en los costos de generación (principalmente compra de petróleo), en concordancia con el comportamiento de la matriz energética de la Sociedad, por lo que no se esperan impactos relevantes en resultados por estas variaciones en el mediano plazo.

13.2.2 Variación UF

De los ingresos netos de la Sociedad, más de 90% 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.

13.2.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento. Los movimientos con la sociedad se realizan a tasas de mercado en moneda nacional.

13.2.4 Riesgo de liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. 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 del Grupo.

Las matrices de la Sociedad, incluyéndola cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la relacionada 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.

13.2.5 Riesgo de crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta

importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 ó 36 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.

El deterioro de las cuentas por cobrar se miden en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

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

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

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

Activos de carácter financiero

Tal como se indicó, las inversiones 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.

13.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Al 31 de diciembre 2011	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultado M\$	Total M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar		3.553.363		3.553.363
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas		5.001.290		5.001.290
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	6.208.760			6.208.760
Totales	6.208.760	8.554.653		14.763.413

Al 31 de diciembre 2010	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultado M\$	Total M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar		3.356.309		3.356.309
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas		4.837.945		4.837.945
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	4.192.904			4.192.904
Otros Activos financieros, no corrientes		1.069.333		1.069.333
Totales	4.192.904	9.263.587		13.456.491

b) Pasivos Financieros

Al 31 de diciembre 2011	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar		2.191.824		2.191.824
Cuentas por pagar a empresas relacionadas		1.122.233		1.122.233
Totales		3.314.057		3.314.057

Al 31 de diciembre 2010	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar		1.149.742		1.149.742
Cuentas por pagar a empresas relacionadas		1.119.637		1.119.637
Totales		2.269.379		2.269.379

13.2.7 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 31.12.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	206.298	206.298
Saldo en Bancos	58.739	58.739
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	3.345.548	3.345.548

Pasivos Financieros - al 31.12.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.191.824	2.191.824

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

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

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

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

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

- Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.
- Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).
- Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

14 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.588.711	921.169
Proveedores por compra de combustible y gas	332.685	-
Dividendos por pagar a terceros	78.561	82.687
Cuentas por pagar instituciones fiscales	20.102	19.237
Otras cuentas por pagar	171.765	126.649
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.191.824	1.149.742

15 Provisiones

15.1 Provisiones corrientes

15.1.1 Otras Provisiones a Corto Plazo

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones	Corriente	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	86.451	257.594
Total	86.451	257.594

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Otras Provisiones a Corto Plazo	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	257.594
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	3.031
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(45.524)
Provisión utilizada	(105.013)
Reversos de provisión no utilizada.	(23.637)
Total movimientos en provisiones	(171.143)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	86.451

Otras Provisiones a Corto Plazo	Otras Provisiones
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	226.673
Movimientos en provisiones	-
Provisiones adicionales	216.236
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(2.172)
Provisión utilizada	(67.452)
Reversos de provisión no utilizada	(115.691)
Total movimientos en provisiones	30.921
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	257.594

15.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados	Corriente	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	122.682	137.014
Provisión por beneficios anuales	194.522	221.019
Total	317.204	358.033

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	358.033
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	204.573
Provisión utilizada	(245.402)
Total movimientos en provisiones	(40.829)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	317.204

Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	362.711
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	8.703
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.990
Provisión utilizada	(15.371)
Total movimientos en provisiones	(4.678)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	358.033

15.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	233.141	263.691
Total	233.141	263.691

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	216.549
Provisión del período	54.619
Pagos en el período	(7.477)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	263.691
Provisión del período	29.263
Pagos en el período	(59.813)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	233.141

c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incremento salariales (real)	1,50%
Tablas de mortalidad	RV2009H / RV2009M

15.3 Juicios y multas

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

15.3.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
Juzgado de Letras de Coyhaique	966-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Mata con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.576

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad ha 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 estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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 los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

15.3.2 Multas

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

Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.171

Multas pendientes de resolución de años anteriores				
Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Res. Ex. 074 de fecha 18.08.2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	1.951
Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.2010	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Judicializada	50.103

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

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 las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

16 Otros Pasivos no Financieros

El movimiento de este rubro durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Otras obras de terceros y Subvenciones Gubernamentales (Obras FNDR)	741.137	353.810
Total otros pasivos no financieros corrientes	741.137	353.810

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 se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en nota 2.15.2

Patrimonio

17.1 Patrimonio neto de la Sociedad

17.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 el capital social de EDELAYSEN ascendía a M\$ 37.005.894. Y está representado por 37.577.393 acciones serie única suscritas y pagadas.

17.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de marzo 2011 se ratificó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2010, lo que significó la distribución de M\$1.202.000.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2010 se ratificó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2009, lo que significó la distribución de M\$1.332.667.

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

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

17.1.3 Otras reservas

	Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2010 M\$
Otras reservas varias	871.173	871.173

Las otras reservas varias por M\$ 871.173, 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.

17.1.4 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/2011	21.063.316	21.063.316
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	3.815.867	3.815.867
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(412)	(412)
Provisión dividendo mínimo del año	(1.144.760)	(1.144.760)
Saldo final al 31/12/2011	23.734.011	23.734.011

La utilidad distributable del ejercicio 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M\$3.815.867.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/2010	18.259.608	18.259.608
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	4.005.296	4.005.296
Provisión dividendo mínimo del año	(1.201.588)	(1.201.588)
Saldo final al 31/12/2010	21.063.316	21.063.316

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 2011, esto es M\$4.005.296.

17.2 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.

17.3 Restricciones a la disposición de fondos

La Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus accionistas.

18 Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Venta de Energía	14.097.075	13.072.254
Ventas de energía	14.097.075	13.072.254
Otras Prestaciones y Servicios	392.272	338.202
Apoyos	49.250	29.521
Arriendo de medidores	50.622	50.200
Cortes y reposición	136.127	129.201
Pagos fuera de plazo	128.288	108.336
Otros	27.985	20.944
Totales Ingresos de Actividades Ordinarias	14.489.347	13.410.456

Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	180.056	150.127
Venta de materiales y equipos	157.073	65.164
Arrendamientos	5.024	8.036
Intereses Créditos y Préstamos	6.174	6.149
Ingresos Retail	158.132	123.779
Otros Ingresos (*)	59.751	671.871
Totales Otros ingresos, por naturaleza	566.210	1.025.126

(*) Corresponde a pago de indemnización de seguro por reparación de siniestros en activo fijo por un total de M\$ 642.816 en 2010.

19 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Combustibles para generación y materiales	5.050.936	2.989.720
Totales Materias primas y consumibles utilizados	5.050.936	2.989.720

20 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficio a los Empleados	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	1.250.092	1.249.581
Provisión costo de vacaciones	10.348	5.119
Otros costos de personal	186.906	190.487
Indemnización por años de servicios	119.228	74.770
Activación costo de personal	(93.932)	(80.417)
Totales	1.472.642	1.439.540

21 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Depreciaciones	1.982.149	2.137.353
Amortizaciones de Intangibles	360	4.427
Totales	1.982.509	2.141.780

22 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	530.605	880.719
Sistema Generación	959.580	1.183.972
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	493.583	472.632
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	119.845	107.990
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	5.433	3.851
Provisiones y Castigos	12.009	82.113
Gastos de Administración	536.176	565.407
Otros Gastos por Naturaleza	112.391	148.109
Totales Otros Gastos por Naturaleza	2.769.622	3.444.793

23 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-12-2011	31-12-2010
M\$	M\$	
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	122.433	33.950
Otros ingresos financieros	484.050	252.941
Totales Ingresos Financieros	606.483	286.891

Costos Financieros	31-12-2011	31-12-2010
M\$	M\$	
Otros Gastos Financieros	(2.055)	(3.271)
Activación Gastos financieros	-	-
Total Costo Financieros	(2.055)	(3.271)

Resultado por unidades de reajuste	39.686	12.853
Diferencias de cambio	(5.739)	428
Positivas	-	428
Negativas	(5.739)	-
Total Costo Financiero	31.892	10.010

Total Resultado Financiero	638.375	296.901
-----------------------------------	----------------	----------------

24 Hechos Posteriores

Con fecha 04 de enero de 2012, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad la señora Stacey Purcell.

En sesión celebrada el 04 de enero de 2012, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Director al señor Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada el 04 de enero 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Gerente General de la sociedad del señor Francisco Mualim Tietz, la renuncia tendrá efecto a contar del día 1 de febrero de 2012.

En el mismo acto, se procedió a designar como Gerente General de la Sociedad, con efecto a partir del 1 de febrero de 2012, a don Francisco Alliende Arriagada.

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2012 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

25 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Asesorías medioambientales	Costo	-	2.622
Gestión de residuos	Costo	6.673	104
Reforestaciones	Inversión	7.164	8.937
Otros gastos medioambientales	Costo	843	1.839
Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	141
Proyectos de inversión	Inversión	19.328	-
Totales		34.008	13.643

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

26 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 2011 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Relación	Tipo de garantía			Fecha Liberación de Garantía	
		Tipo de garantía	Moneda	Total	Primer Semestre 2012	Segundo Semestre 2012
Director Regional de Vialidad, Region de Aysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.229	2.229	-
Intendencia Regional de Los Lagos	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	444.302	355.442	88.860
SERVIU REGION DE AYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	424	424	-
Totales					358.095	88.860

27 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2011 la Sociedad ha 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\$6.026.

28 Moneda Extranjera

Activos	Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al Efectivo	Dólar	Pesos chilenos	5.817	4.775
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			5.817	4.775

Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Al 31 de diciembre de 2011

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-11 MM\$	Dic-10 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	17.513	14.117	3.396	24,1%
Activos No Corrientes	53.020	52.756	264	0,5%
Total Activos	70.533	66.873	3.660	5,5%
Pasivos Corrientes	4.621	3.672	949	25,8%
Pasivos No Corrientes	4.301	4.261	40	0,9%
Patrimonio	61.611	58.940	2.671	4,5%
Total Pasivos y Patrimonio	70.533	66.873	3.660	5,5%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$ 3.660 respecto de diciembre de 2010, explicado por un incremento en los Activos Corrientes por MM\$ 3.396 y un aumento en los Activos No Corrientes por MM\$ 264.

La variación positiva del ítem de Activos Corrientes, se explica por el aumento de los siguientes rubros:

- a) Activos por Impuestos Corrientes de MM\$ 1.099, por reclasificación del Crédito por Ley Austral desde el Activo No Corriente.
- b) Efectivo y Equivalentes al Efectivo por MM\$ 2.016 por cambios en la administración del capital de trabajo de la Sociedad.

La variación positiva que presentan los Activos No Corrientes, es originada por aumento del ítem Propiedades, Plantas y equipos de MM\$ 1.156, parcialmente compensado por la reclasificación del Crédito por Ley Austral a Activos Corrientes.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$ 989 respecto de diciembre de 2010, explicado principalmente por el incremento en los Pasivos Corrientes de MM\$ 949.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por el mayor saldo del rubro Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$ 1.042. Lo anterior, compensado parcialmente con una disminución del rubro Otras Provisiones a Corto Plazo de MM\$ 171 y Pasivos por Impuestos Corrientes de MM\$ 271.

Los Pasivos No Corrientes no presentan variaciones significativas.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM\$ 2.671, respecto de diciembre de 2010, explicado por el aumento de las Ganancias (pérdidas) acumuladas durante el ejercicio 2011.

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-11	Dic-10 (*)	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	3,8	3,8	(1,4%)
	Razón Ácida	Veces	3,5	3,5	(0,2%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	0,1	0,1	7,6%
	Cobertura Gastos Financieros (1)	Veces	2.881	2.187	31,7%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total	%	51,8%	46,3%	11,9%
	Deuda LP / Deuda Total	%	48,2%	53,7%	(10,3%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	3.258	2.267	43,7%
	Rotación de inventarios	Veces	2,6	1,7	50,4%
	Permanencia de inventarios	Días	139	209	(33,5%)
	Rotación de cuentas por cobrar	Días	29,5	32,7	(9,8%)
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado)	%	6,33%	6,96%	(9,0%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado)	%	5,55%	6,13%	(9,5%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado)	%	7,26%	8,47%	(14,3%)
	Utilidad por acción	\$	101,55	106,58	(4,7%)

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

II. Análisis del Estado de Resultados.

	Dic-11 MM\$	Dic-10 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	15.056	14.436	620	4,3%
Materias primas y consumibles utilizados	(5.051)	(2.990)	(2.061)	68,9%
Margen de contribución	10.005	11.446	(1.441)	(12,6%)
Gastos de personal	(1.473)	(1.440)	(33)	2,3%
Otros gastos por naturaleza	(2.770)	(3.445)	675	-19,6%
Resultado bruto de explotación	5.762	6.561	(799)	(12,2%)
Depreciaciones y amortizaciones	(1.982)	(2.142)	160	(7,5%)
Resultado de explotación	3.780	4.419	(639)	(14,5%)
Resultado Financiero	638	298	340	114,1%
Resultado en soc. por método participación	-	-	-	-
Otras Ganancias (Pérdidas)	(4)	(8)	4	(50,0%)
Resultado antes de impuestos	4.414	4.709	(295)	(6,3%)
Impuesto sobre sociedades	(598)	(704)	106	(15,1%)
Resultado del periodo	3.816	4.005	(189)	(4,7%)

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto de igual periodo del año anterior, en MM\$ 639, lo que se explica por:

- a) Menor margen de contribución por MM\$ 1.441, por menor margen de generación por MM\$ 1.430 debido a que el crecimiento de la demanda de energía se satisfizo con generación térmica que tiene un costo variable de producción mayor al de las otras fuentes.

- b) Menores gastos en Ítem Otros Gastos por Naturaleza MM\$671 principalmente por disminución de costos asociados a calidad de servicio y de operación y mantención del sistema de generación.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero aumentó en MM\$ 340 con respecto al periodo anterior, debido a mayores ingresos financieros de MM\$ 320, por intereses de préstamos realizados a entidades relacionadas.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2011, obtuvo utilidades por MM\$ 3.816, lo que implicó una disminución del 5% respecto de diciembre de 2010.

III. Análisis del Flujo de Efectivo.

Flujo de Efectivo	Dic-11 MM\$	Dic-10 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	6.755	8.138	(1.383)	(17,0%)
de la Inversión	(3.530)	(7.300)	3.770	-51,6%
de Financiación	(1.202)	(1.332)	130	(9,8%)
Flujo neto del período	2.023	(494)	2.517	(509,5%)
Variación en la tasa de cambio	(7)	-	(7)	0,0%
Incremento (disminución)	2.016	(494)	2.510	(508,1%)
Saldo Inicial	4.193	4.687	(494)	(10,5%)
Saldo Final	6.209	4.193	2.016	48,1%

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$ 6.209, mayor en un 48% respecto de diciembre de 2010.

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

- 1) Menor flujo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado principalmente por pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.
- 2) Menor flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión, originado por préstamos a entidades relacionadas.
- 3) Menor flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación, correspondiente sólo a pago de dividendos.

IV. Mercados en que participa.

Al 31 de diciembre de 2011 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa Edelaysen.

Las tarifas de venta del sistema Aysén incorporan en su fórmula precios de nudo que reflejan los costos de generación. Estos precios son fijados mediante la emisión de Decretos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y son publicados en el Diario Oficial. Independiente de la fecha de publicación en el DO, su vigencia es a partir de mayo y de noviembre respectivamente de cada año.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos de Mercado

Edelaysen es una empresa integrada de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que atiende la XI Región y la parte sur de la X Región. Es la única empresa que otorga servicio público de distribución en la XI, con excepción de algunas localidades aisladas, que son atendidas por municipalidades.

Edelaysen vende 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). El componente de precios de nudo es fijado por la autoridad cada seis meses y el VAD, cada cuatro años. Este último se obtiene con la determinación de costos e inversiones de una empresa de distribución eléctrica modelada con criterios de eficiencia.

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

Tanto los precios de compra como los de venta de energía están indexados a variables macroeconómicas que influyen en los flujos de la Sociedad (IPC, índice de remuneraciones, precio del cobre y tipo de cambio). De este modo, se estima innecesaria una política de cobertura para calzar pasivos y activos generados por actividades de la operación.

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

2) Riesgo Financiero.

El análisis de riesgos financieros para la Sociedad es el siguiente.

a) Tipo de cambio

La Sociedad opera en moneda funcional peso, pero 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.

Una parte del precio de venta de energía al cliente final está indexado a variables como el tipo de cambio y el precio de combustibles como el petróleo. Estas indexaciones buscan compensar las variaciones en los costos de generación (principalmente compra de petróleo), en concordancia con el comportamiento de la matriz energética de la Sociedad, por lo que no se esperan impactos relevantes en resultados por estas variaciones en el mediano plazo.

b) Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento. Los movimientos con la sociedad se realizan a tasas de mercado en moneda nacional.

c) Riesgo de liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero

para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. 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 del Grupo.

Las matrices de la Sociedad, incluyéndola cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la relacionada 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.

d) Riesgo de crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 ó 36 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.

El deterioro de las cuentas por cobrar se miden en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

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

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

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

Activos de carácter financiero:

Tal como se indicó, las inversiones 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.

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.

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.