



Reporte Anual 2013

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| Carta del Presidente del Directorio | 4 |
| Visión Corporativa | 6 |
| Identificación de la Sociedad | 7 |
| Antecedentes Relevantes | 8 |
| Estructura de Propiedad | 9 |
| Propiedad y Control | 10 |
| Gobierno Corporativo | 11 |
| Directorio | 12 |
| Administración | 13 |
| Estructura Organizativa | 15 |
| Marcha de la Empresa | 16 |
| Línea de Tiempo | 21 |
| Descripción del Sector Eléctrico en Chile | 23 |
| Actividades de la Sociedad | 26 |
| Factores de Riesgo | 30 |
| Gestión Financiera | 32 |
| Información Financiera | 35 |
| Hechos Relevantes | 36 |

| | |
|--------------------------------|----|
| Declaración de Responsabilidad | 37 |
| Estados Resumidos | 38 |
| Estados Financieros | 40 |

Carta del Presidente del Directorio

Estimados accionistas, clientes, autoridades, colaboradores, proveedores e inversionistas,

Ponemos a su disposición la memoria anual del ejercicio 2013 del Grupo Saesa, donde presentamos una relación de los resultados financieros obtenidos por la Compañía, y también los principales hechos, obras, hitos y actividades desarrolladas durante el periodo.

Con sede central en la ciudad de Osorno, Región de Los Lagos, la compañía eléctrica con operación en generación, transmisión y distribución, ha mantenido su firme compromiso con las comunidades que atiende, no sólo en el mejoramiento de la calidad de servicio, sino también en su integración con las comunidades locales y su apoyo al desarrollo regional.

Al compromiso de servicio de la Compañía con los habitantes de las comunas que atiende, comprobado a través de la mejora progresiva de sus indicadores de calidad de suministro, se suma la relación abierta, transparente y permanente que desempeña en la atención de sus usuarios.

Durante los años recientes, con énfasis en 2013, ha consolidado la implementación de canales de contacto más eficientes y amigables, a través de la incorporación de nuevas tecnologías y cobertura en oficinas, medios de pago y uso de redes sociales. Así lo confirmó el Ranking Anual de Empresas Eléctricas desarrollado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, donde las 4 distribuidoras elevaron su calificación técnica y la valoración de los usuarios en la encuesta de percepción.

En cuanto a obras de inversión en generación, con gran orgullo en el mes de abril y con la presencia del Ministro de Energía, Edelayesen entregó a la Región de Aysén, la Central Hidroeléctrica de Pasada Monreal, de 3 MW de generación limpia y renovable, que permitirá a la región disminuir el uso de combustibles fósiles para su abastecimiento.

Otra de las obras significativas del periodo, fue la anhelada puesta en servicio de la línea de transmisión en 220 kV hacia Chiloé, que permitirá robustecer y elevar la calidad de suministro eléctrico a los más de 170.000 habitantes del archipiélago. La concreción de este proyecto, llevó a la empresa a enfrentar grandes desafíos en materia de concesiones y servidumbres.

A través del consorcio formado por Saesa y Chilquinta, la empresa se adjudicó adicionalmente la construcción de 2 nuevos proyectos troncales por US\$75 millones: Melipilla - Rapel y Lo Aguirre - Melipilla, expandiendo su territorio de operación a otras regiones del país, sumando así, 4 proyectos de transmisión troncal.

La seguridad de las personas continua siendo un objetivo intransable en la operación del Grupo Saesa y sus empresas contratistas, toda vez que el trabajo en redes energizadas y los desplazamientos que a diario las brigadas deben realizar para asegurar la continuidad del servicio, se transforman en un riesgo que la Compañía busca enfrentar incansablemente. En este marco es que se dio el vamos a la campaña Estoy Seguro, que entrega directrices para efectuar un trabajo seguro.

En desarrollo de personas, la Compañía mantiene su propósito de contribuir al crecimiento de sus empleados y contratistas. Fue así, que tuvo la mayor participación nacional en el Programa de Certificación de Competencias Laborales, que permitió validar las capacidades técnicas de técnicos electricistas, en una iniciativa conjunta con la Asociación de Empresas Eléctricas.

Un hito importante fue que por primera vez la compañía participó en el ranking de mejores empresas para trabajar en Chile, logrando instalarse entre las 50 mejores, de acuerdo a los resultados promocionados por Great Place to Work.

El compromiso de respaldo al desarrollo de las regiones donde Frontel, Saesa y Edelayesen mantienen operación, ha motivado la implementación de programas que permitan no sólo entregar recursos, sino buscar una contribución y relación de mayor plazo. Es así que en 2013, se implementó el Programa de Liceos Eléctricos, a través del cual la Compañía proveyó de materiales y equipos a establecimientos educacionales con programas de formación de técnicos electricistas. Asimismo aportó conocimientos mediante capacitación impartida por los trabajadores, muchos de ellos ex alumnos de los liceos. Para 2014 el programa espera aumentar al triple la cobertura de establecimientos y alumnos.

El programa Conexión de Sedes Sociales y la campaña A la escuela con Energía, también formaron parte importante y transversal en toda la zona de cobertura, de las acciones de responsabilidad social corporativa.

Para la empresa, el 2013 fue un año histórico en términos económicos, que además de superar la previsión en cuanto a utilidades, permitió ejecutar el mayor plan de inversión de la historia en renovación de instalaciones, mejoramiento de calidad de servicio, conexión de pequeñas centrales de generación (PMGD) construcción y puesta en operación de subestaciones y robustecimiento del sistema. Todo ello necesario para satisfacer adecuadamente las necesidades de abastecimiento eléctrico de 760 mil clientes, distribuidos en 5 regiones del sur de Chile.

En el ámbito financiero, en el mes de agosto, la Sociedad colocó exitosamente un bono por UF 3.000.000, experimentando una demanda de 1,6 veces, mostrando la credibilidad y confianza que el mercado local tiene de la Compañía.

En las páginas siguientes, les invito a conocer con mayor detalle las actividades que las empresas que conforman el Grupo Saesa desarrollaron durante 2013, las que son fruto del compromiso de nuestros accionistas principales, Ontario Teachers' Pension Plan Board y Alberta Investment Management Corp, así como también de los 900 trabajadores y más de 3000 contratistas.

Cordialmente,



Iván Díaz-Molina

Presidente

Visión Corporativa

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 | Edelaysen |
| 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 | infoinversionistas@saesa.cl |
| Sitio web | www.gruposaesa.cl |
| Atención Inversionistas | Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383 |
| Tipo de Entidad | Sociedad Anónima Cerrada |
| Inscripción Registro de Entidades Informantes | N°28 |
| 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. N° 18 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 N° 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 N° 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

| Antecedentes Financieros | MM\$ | MM\$ |
|--------------------------|--------|--------|
| | 2013 | 2012 |
| Ingresos | 18.993 | 17.401 |
| Margen Bruto | 12.477 | 10.938 |
| Ganancia | 4.824 | 3.317 |
| Activos | 76.914 | 73.152 |
| Pasivos | 9.607 | 9.222 |
| Patrimonio | 67.307 | 63.930 |
| Inversiones | 3.021 | 6.383 |
| EBITDA | 7.222 | 5.975 |

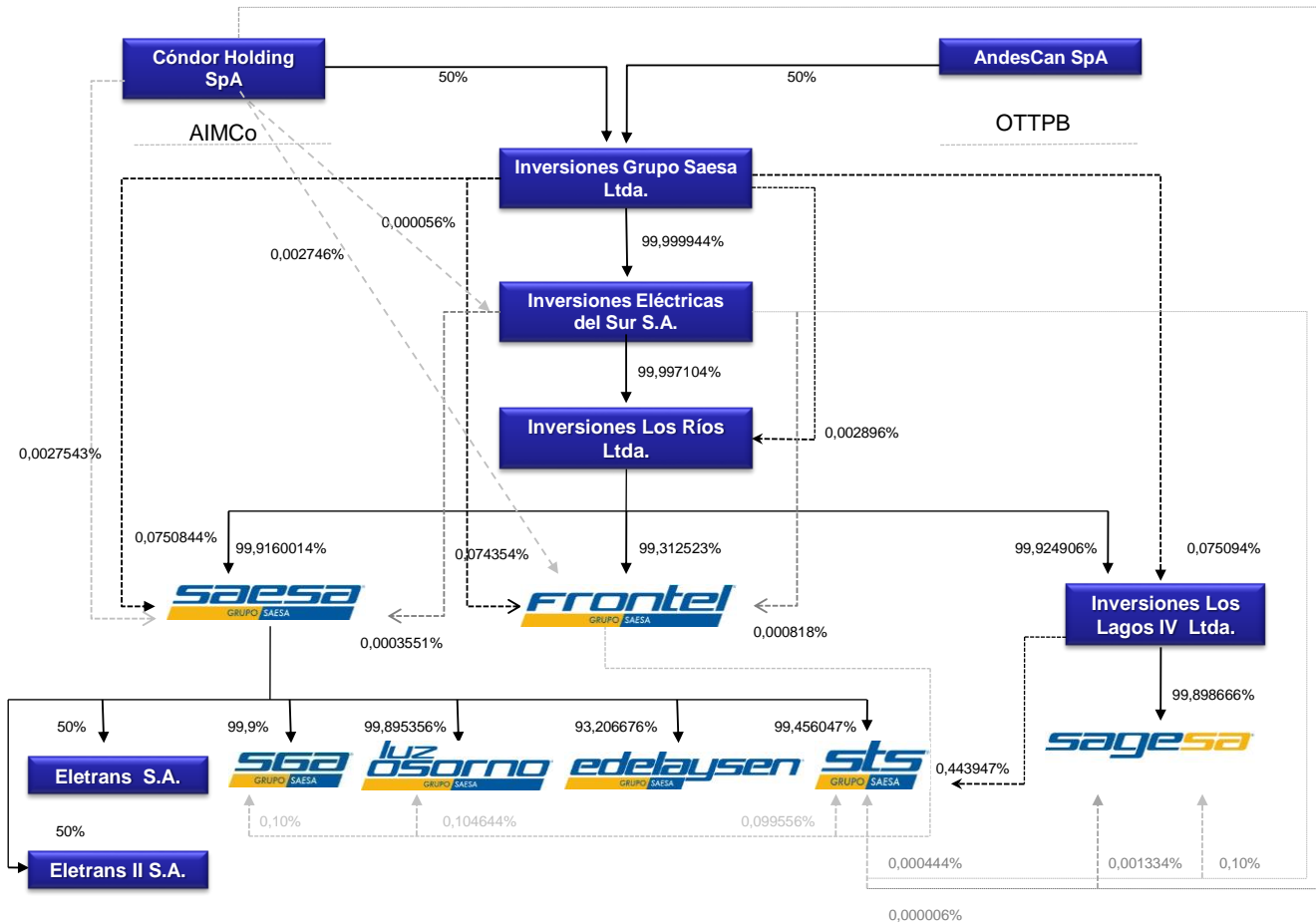
Cifras Operacionales

| | 2013 | 2012 |
|------------------------|-------|------|
| Venta de Energía (GWh) | 137 | 131 |
| Clientes (Miles) | 41 | 40 |
| Trabajadores | 66 | 67 |
| Líneas MT (km) | 2.215 | 2012 |
| Líneas BT (km) | 967 | 927 |
| MVA Instalados (MT/BT) | 37 | 39 |

| | Cantidad de Centrales | Potencia instalada (MW) |
|----------------|-----------------------|-------------------------|
| Viento | 1 | 2,0 |
| Hidroeléctrica | 7 | 25,1 |
| Diesel | 18 | 27,9 |
| Total | 26 | 55,1 |

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2013 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 93,206676% de Edelayesen, en forma directa.

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2013 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 2013, no se registraron transacciones de acciones de la Sociedad.

Acuerdos Conjuntos

A nivel de la controladora de la Sociedad, existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con fecha 24 de julio de 2008, estos contemplan entre otras materias, ciertas limitaciones a la libre disposición de las acciones en dicha Sociedad.

Gobierno Corporativo

Al Directorio de la Sociedad le corresponde la administración de esta y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y su Reglamento. El Directorio de la Sociedad se reúne en forma ordinaria mensualmente con la finalidad de tratar los diversos temas propios de su competencia, ocasión en la que además son informados por el Gerente General sobre la marcha de la Sociedad. El Directorio también se reúne extraordinariamente en aquellos casos que ello resulte conveniente y/o necesario. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de los Directores de ser informados en cualquier tiempo de todo lo relacionado con la marcha de la Sociedad. La remuneración del Directorio es fijada anualmente por la Junta Ordinaria de Accionistas.

Los accionistas de la Sociedad se reúnen en Juntas Ordinarias y Extraordinarias de Accionistas. Las primeras se celebran una vez al año, dentro del primer cuatrimestre, para decidir respecto de las materias propias de su conocimiento. Las segundas pueden celebrarse en cualquier tiempo, cuando así lo exijan las necesidades sociales, para decidir cualquier materia que la ley o los estatutos de la Sociedad entreguen al conocimiento de las Juntas de Accionistas.

La Sociedad cuenta con un Manual de Adquisición o Enajenación de Valores y Manejo y Divulgación de Información de Interés para el Mercado, cuya última versión fue aprobada por el Directorio de la Sociedad con fecha 28 de enero de 2010 y se encuentra disponible en el sitio web de la Sociedad.

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 |
| | Stacey Purcell / Ingeniero Comercial / Extranjera |
| | Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil Industrial/ Rut 7.011.905-6 |
| | Waldo Fortín / Abogado / 4.556.889-K |
| | Kevin Roseke / Licenciatura en Comercio / Extranjero |
| | Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero |

En el año 2013 el Directorio de la Sociedad se compone de ocho integrantes y la duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

Durante los últimos dos años, el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:

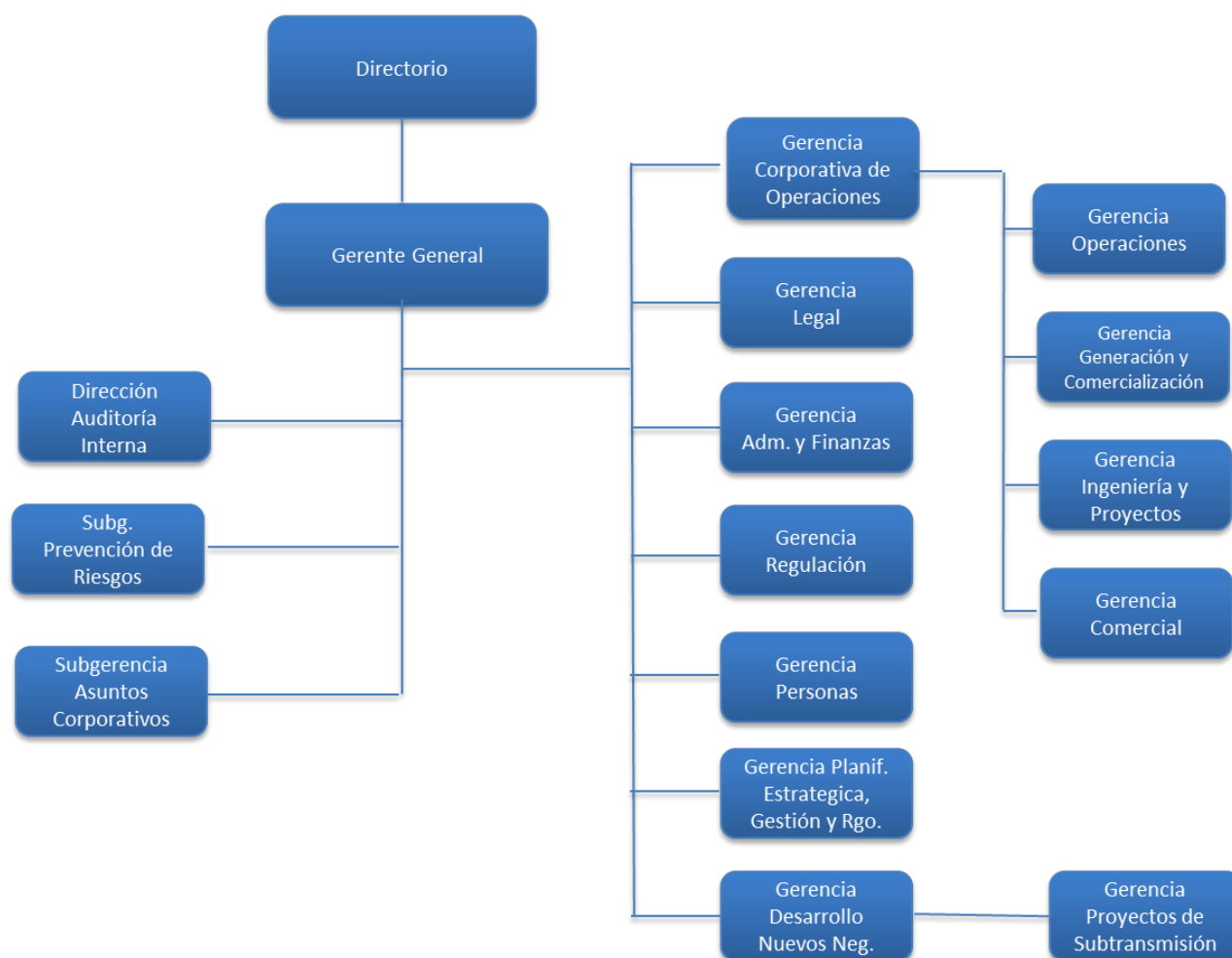
| Nombre | RUT | Profesión | Cargo | Fecha último nombramiento | Fecha cesación |
|-----------------------|--------------|---|------------------|---------------------------|----------------|
| Iván Díaz-Molina | 14.655.033-9 | Ingeniero Civil | Presidente | 08/05/2013 | - |
| Jorge Lesser G. | 6.443.633-3 | Ingeniero Civil | Vicepresidente | 08/05/2013 | - |
| Juzar Pirbhai | Extranjero | Bachiller en Letras con mención en Economía | Director titular | 30/04/2013 | - |
| Juan Ignacio Parot B. | 7.011.905-6 | Ingeniero Civil Industrial | Director titular | 30/04/2013 | - |
| Waldo Fortín Cabezas | 4.556.889-k | Abogado | Director titular | 30/04/2013 | - |
| Kevin Roseke | Extranjero | Licenciatura en Comercio | Director titular | 30/04/2013 | - |
| Ben Hawkins | Extranjero | Maestría en Administración de Empresas | Director titular | 30/04/2013 | - |
| Stacey Purcell | Extranjera | Ingeniero Comercial | Director titular | 30/04/2013 | - |
| Olivia Steedman | Extranjera | Ingeniero Bachiller en Ciencias | Director titular | 26/04/2012 | 30/04/2013 |
| Robert Mah | Extranjero | Licenciatura en Comercio | Director titular | 26/04/2012 | 12/09/2012 |

Administración

| | |
|---|--|
| Gerente General | Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012 |
| Gerente Operaciones | Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012 |
| Gerente Adm. y Finanzas | Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial Rut 9.987.057-5 / Fecha nombramiento 11 de abril de 2012 |
| Gerente Legal | Sebastián Sáez Rees / Abogado Rut 8.955.392-K / Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007 |
| Gerente Comercial | Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial Rut 7.256.279-8 / Fecha nombramiento 24 de septiembre de 2012 |
| Gerente Generación y Comercialización | Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009 |
| Gerente Ingeniería y Proyectos | Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 1 de enero 2013 |
| Gerente Regulación | Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.784.472-4 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012 |
| Gerente de Personas | María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial Rut 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013 |
| Gerente de Desarrollo Nuevos Negocios | Jason James / Ingeniero Civil Rut 14.734.860-6 / Fecha nombramiento 5 de agosto de 2013 |
| Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos | Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial Rut 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013 |

| | |
|------------------------------------|--|
| Subgerente Prevención de Riesgos | Patricio Velásquez Soto / Ing. en Prevención de Riesgos Rut 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013 |
| Director de Auditoría Interna | Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor Rut 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 1 de enero de 2009 |
| Subgerente de Asuntos Corporativos | Lorena Mora Sanhueza / Periodista Rut 8.750.218-K / Fecha nombramiento 1 de julio de 2012 |

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

La Sociedad, es filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A., ambas pertenecientes al Grupo Saesa, y las siguientes son las actividades más relevantes desarrolladas en el periodo 2013:

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

En 2013, la Sociedad se integró como empresa socia a la Red Prohumana, iniciando así el desarrollo de un importante plan de acción, tendiente no sólo a evaluar la contribución real de las iniciativas en desarrollo en la Compañía para sus públicos internos y externos, sino también para consolidar una política de responsabilidad social corporativa, que guíe transversalmente las actividades de la empresa en la búsqueda de una gestión empresarial socialmente responsable.

La participación en el Ranking Nacional de RSE, permitió identificar y validar las iniciativas que la empresa realiza en todos los ámbitos de desempeño sobre esta materia; vale decir, gobierno corporativo, empleados, proveedores y contratistas, comunidad, clientes, relaciones trisectoriales y medioambiente; confirmando el desarrollo de buenas prácticas en todos los aspectos.

El Grupo Saesa ha definido como focos de responsabilidad social hacia la comunidad, la educación y el deporte, desarrollando en ambos objetivos programas de apoyo y formación, orientados a contribuir al desarrollo de las regiones donde mantiene operación.

RSE - COMUNIDAD

Programa “conexión de sedes sociales”

Este programa, implementado durante el 2013, permitió dotar de suministro eléctrico a sedes sociales de las 5 regiones de operación de la Compañía, a través de fondos concursables y postulación abierta a las organizaciones sociales.

Su objetivo es contribuir a la conectividad, desarrollo y fortalecimiento de las juntas de vecinos, entendiendo que la sede social constituye un permanente punto de encuentro de los vecinos y eje fundamental de la reunión, gestión y organización de sus acciones. Interacciones que resultan posteriormente en avances para el bienestar de su comunidad.

En su primer año de desarrollo, este programa conectó 13 sedes en las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Lagos y Aysén, e inició las acciones para dotar de electricidad a otras 10.

RSE - NUESTRAS PERSONAS

Grupo Saesa, “Great Place To Work”

Por primera vez, la Compañía participó en el **Ranking Great Place To Work**, con un muy buen resultado al quedar nominado entre las 50 mejores empresas para trabajar en Chile. Sin duda un orgullo para la empresa y sus trabajadores.

La Gerencia de Personas desarrolla anualmente el “Saesa Activo”, cuyo objetivo es fortalecer el ambiente de trabajo, buscando conciliar la vida laboral y personal a través de numerosos beneficios para los empleados, como

la tarde libre el día de cumpleaños, horario diferenciado (invierno/verano), visita de los hijos a las instalaciones, gimnasia laboral y actividades de camaradería, entre otros.

En términos de capacitación, durante el 2013 se invirtió en perfeccionar a trabajadores y contratistas, con más de 50 horas en programas de formación y desarrollo, capacitaciones técnicas y de seguridad. Además, de trabajadores pudieron cursar estudios de pre y post grado, gracias a becas y financiamiento directo otorgado por la empresa a través del Programa Crece, en su noveno año de implementación.

Se destaca la entrega de distinciones de excelencia académica a los hijos de los trabajadores, la celebración masiva del Día del Trabajador, la premiación al mejor empleado por zona, la celebración de Fiestas Patrias y la celebración de la Navidad con un beneficio especial para los contratistas.

Como cada año, en noviembre se realizó en Pucón la versión 53 de las Olimpiadas del Grupo Saesa, encuentro especialmente producido para los trabajadores y sus cónyuges, quienes disfrutaron de un fin de semana de competencias deportivas, entretenimiento y camaradería. Durante esta actividad se reconoció a 35 trabajadores por sus años de servicio.

Por segundo año consecutivo se certificó a los linieros, consistente en la certificación de su oficio, validándoles para su desempeño en redes eléctricas, a través del Programa de Certificación de Competencias Laborales realizado en conjunto con la Asociación de Empresas Eléctricas A.G..

Además, la Compañía aceptó la invitación de CORFO para dar inicio al Programa de Desarrollo para Proveedores (PDP), cuyo objetivo es aportar a la capacitación de empresas proveedoras y contratistas en la implementación y desarrollo de sus propias herramientas de gestión. Durante 2013 participaron 12 empresas contratistas.

RSE - COMPROMETIDOS CON EL MEDIOAMBIENTE

Generación residuos peligrosos

En el transcurso del 2013, la generación de residuos peligrosos siguió siendo parte importante del compromiso del Grupo Saesa con el medioambiente. Es por ello que permaneció la coordinación y gestión desde las diferentes instalaciones, principalmente centrales generadoras. Para este fin, se cuenta con transporte autorizado para el traslado de residuos peligrosos, y su disposición final en recintos especialmente destinados y autorizados para ello.

Generación por tipo de residuos:

| TIPO DE DESECHO (TONELADAS) | |
|--|-------|
| Sólidos | 120,5 |
| Líquidos | 147,9 |
| Equipos en desuso (transformadores, condensadores) | 268,4 |

Evaluación ambiental de proyectos

El Grupo Saesa tramitó ambientalmente de forma obligatoria por medio de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), 6 nuevos proyectos, de los cuales fueron aprobados en este periodo 3 centrales de generación (sobre 3 MW), 1 subestación y 1 línea de transmisión (sobre 23 kV).

PASION POR EL CLIENTE - Parte de nuestro AND

Las actividades desarrolladas en el año 2013 orientadas al cliente, se focalizaron en dos objetivos:

- **optimar el nivel de servicio al cliente**, mejorando los tiempos y ampliando la gama de canales de atención y optimizando la infraestructura de cara al cliente, y
- **revisión de los procesos comerciales**, tales como lectura de medidores, corte y reposición de servicios, reparto de boletas, entre otros.

Sistema de fila electrónica

El tercer trimestre del 2013 se completó la implementación del sistema de **fila electrónica** en la oficina de Coyhaique.

Se implementó un tótem con pantalla táctil que entrega ticket de atención y permite gestionar la fila de espera, mediante un panel numérico. Este mismo sistema hace posible medir los tiempos de espera en la fila, conocer y llevar un mejor control de los motivos de asistencia de clientes a las oficinas.

Con todos los indicadores obtenidos gracias a la implementación de este moderno sistema, ha sido posible identificar posibilidades de mejora, implementar innovaciones en los sistemas y contenidos de la atención, anticipar requerimientos y finalmente elevar los niveles de satisfacción de los usuarios.

Mejora en tiempo de respuesta a presentaciones

Durante el año 2013, se cumplió la meta de disminuir en un 50% los tiempos de respuesta a los reclamos de los clientes con respecto al año 2008. Esto, no es menos complejo, considerando el cambio registrado en la sociedad local, que evidencia un alza importante en la cantidad de reclamos efectivos.

El proceso de respuesta a reclamos, denominados “presentaciones” en el sector eléctrico, ha visto una mejora continua aplicada al proceso, lo que ha permitido estandarizar las respuestas, automatizar y acelerar de manera importante este trabajo.

Durante 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), modificó el procedimiento de atención de reclamos de clientes disconformes con las respuestas de las distribuidoras. Fue así como se creó la Unidad de Experiencia del Cliente, en donde la SEC atiende centralizadamente los requerimientos de los clientes de todo Chile, entregando respuestas estandarizadas a los consumidores. Esto implicó una modificación en la estructura de atención de reclamos del Grupo Saesa, y una capacitación en los sistemas informáticos que SEC habilitó para este evento.

Autoevaluación de la atención - Cliente Incógnito

Entre los meses de octubre a diciembre del 2013, se realizó el cuarto estudio del **Cliente Incógnito**, orientado a medir la calidad de atención comercial en oficinas, calidad de estructura de oficinas comerciales, atención al cliente y atención de las brigadas comerciales. Esta vez, se midió adicionalmente la atención de call center y brigadas comerciales, concluyendo que se posee altos estándares de atención al cliente (sobre el 80% de satisfacción neta) lo cual deja el gran desafío de mantener estos niveles durante el 2014.

Nueva Oficina Virtual del Grupo Saesa

Otro de los hitos destacables del 2013, fue la habilitación del portal web de clientes denominado “Oficina Virtual”. Este nuevo canal de atención, permite al cliente realizar una serie de transacciones de autoservicio tales como: obtener una copia de su boleta, consulta de sus consumos históricos, solicitar un requerimiento comercial o hacer un reclamo, modificar sus datos personales, solicitar el despacho de su boleta vía correo electrónico, pagar la o las cuentas pendientes en forma electrónica.

Call Center amplía sus servicios

Se comenzó a incorporar nuevos procesos de atención comercial a los canales no presenciales. Así por ejemplo, un cliente puede solicitar a través de call center, el envío de un certificado relacionado a su servicio y recibirlo en su correo electrónico, o gestionar el cambio de su despacho postal, sin necesidad de acudir personalmente a las oficinas.

Otro de los aspectos innovadores, fue la creación de indicadores destinados a mejorar la atención y la información hacia los clientes, con el fin de lograr su satisfacción a través de la rapidez de la atención en terreno, de la información oportuna y de calidad.

Mejoras en proceso de Lectura y Reparto

Durante el 2013, se dio inicio a un proyecto orientado a mejorar la eficiencia del proceso de Lectura y Reparto, lo que ha exigido trabajar en la captura de datos a través de equipos de alta confiabilidad, con un nuevo plan de reposición y mantenimiento de los mismos. Asimismo, se han debido realizar mejoras en el sistema operativo del captor y administrar las bases de datos para obtener reportes de productividad.

Se estiman mejoras de largo plazo, que incluyen propuestas de cambios legislativos, incorporación de tecnologías de lectura remota y diseños especiales de lectura y reparto para segmentos de clientes especiales.

SEGURIDAD - Valor Intransable

Con el lanzamiento de la Campaña “Estoy Seguro”, la Sociedad inició una nueva era en lo que a seguridad se refiere, involucrando a trabajadores de empresa y contratistas.

Poniendo énfasis en un mensaje de carácter positivo, esta campaña tiene como objetivo establecer un control real para efectuar labores de manera segura en todas y cada una de las acciones que se relacionan con la Compañía. El programa contempla actividades y tareas específicas para evitar accidentes.

Esta campaña fue presentada además en cada una de las zonales por los ejecutivos de la Compañía, quienes invitaron a todos los trabajadores propios y de empresas contratistas a ponerse la camiseta de “Estoy Seguro”, que considera intervenciones lúdicas y de trabajo para todo el 2014.

Capacitar es la clave

Durante el año se han realizado capacitaciones técnicas y de seguridad, que impactan directamente en el desempeño de todo el personalLo anterior con miras a reforzar la excelencia operacional ligada a los altos niveles de desempeño en la seguridad.

Los procesos impactados fueron las áreas de Obras y Mantenimiento, Operaciones, Comercial, Generación y supervisores de empresa y contratistas.

Finalmente, la empresa respeta profundamente la voluntad y el compromiso de cada uno de sus colaboradores. Es por ello, que el propósito de la Compañía es trabajar sin descanso para lograr que cada uno de los que conforman el Grupo Saesa haga suyo el concepto y marca “Estoy Seguro”, y así tener desempeños de seguridad de excelencia que culminarán en una mejor calidad de vida para todos los que trabajan en la Compañía.

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 kV.
- 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, adquieren la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.

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

2012: En febrero, Francisco Alliende Arriagada asume como Gerente General.

2013: Se mejoraron los índices de calidad de servicio. Sigue el plan de inversiones.

Descripción del Sector Eléctrico en Chile

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.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW, los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el cual tiene las siguientes funciones:

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

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

Generación Eléctrica

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

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

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

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

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

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelayesen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

Transmisión y Subtransmisión

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

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

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

Distribución

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria.

a) *Clientes regulados*

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada no superior a 2 MW.

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 hayan 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.

Actividades de la Sociedad

Edelayesen es una sociedad que desarrolla 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.

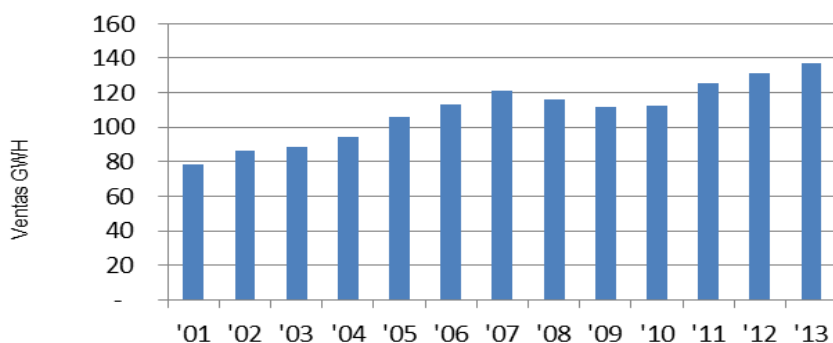
Edelayesen efectuó inversiones por \$3.021 millones durante el año 2013, que fueron destinadas fundamentalmente a aumentar la capacidad de generación, disminuyendo los costos de abastecimiento eléctrico de la zona.

Edelayesen representa un 10,6% del activo de Saesa.

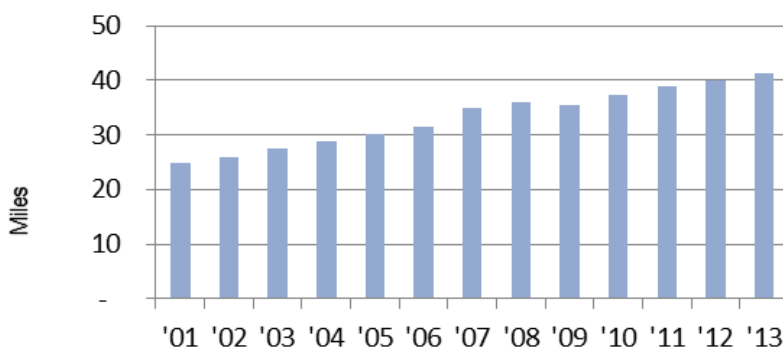
Transacciones con partes relacionadas

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

Las ventas de energía durante el 2013 alcanzaron a 137 GWh.



Edelayesen al cierre del ejercicio atendía a 41 mil clientes.



Generación:

| SISTEMA | CENTRAL | TIPO | PRODUCCION DE ENERGIA KWH | ENERGIA GENERADA POR SISTEMA KWH |
|------------------|-----------------|------------|---------------------------|----------------------------------|
| Puerto Cisnes | Nuevo Reino | Térmica | 1.187.406 | 3.106.106 |
| Puerto Cisnes | Nuevo Reino | Hidráulica | 1.918.700 | |
| Huichas | Caleta Andrade | Térmica | 887.195 | 887.195 |
| Tapera- Amengual | La Tapera | Térmica | 328.386 | 328.414 |
| Tapera- Amengual | Amengual | Térmica | 28 | |
| Villa O'higgins | Hielos del Sur | Térmica | 45.203 | 293.443 |
| Villa O'higgins | Hielos del Sur | Hidráulica | 248.240 | |
| Palena | Futaleufú | Térmica | 265.987 | 7.669.967 |
| Palena | Palena | Térmica | 138.463 | |
| Palena | Lago Verde | Térmica | 9.876 | |
| Palena | Puyuhuapi | Térmica | 65.533 | |
| Palena | La Junta | Térmica | 37.008 | |
| Palena | Río Azul | Hidráulica | 7.153.100 | |
| Palena | Santa Bárbara | Térmica | 248.240 | 248.240 |
| Aysén | Alto Baguales | Eólica | 7.421.643 | 132.968.617 |
| Aysén | Chacabuco | Térmica | 19.306.364 | |
| Aysén | Lago Atravesado | Hidráulica | 47.154.986 | |
| Aysén | Tehuelche | Térmica | 19.622.185 | |
| Aysén | Puerto Ibañez | Térmica | 16.006 | |
| Aysén | Puerto Aysén | Térmica | 698.034 | |
| Aysén | Puerto Aysén | Hidráulica | 38.728.738 | |
| Aysén | Mañihuales | Térmica | 20.661 | |
| General Carrera | Chile Chico | Térmica | 3.191.364 | 9.107.971 |
| General Carrera | El Traro | Hidráulica | 5.727.360 | |
| General Carrera | El Traro | Térmica | 189.247 | |

Concesiones

Para el desarrollo de su negocio, la Sociedad cuenta con concesiones de distribución de energía eléctrica, las que son otorgadas mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, por orden del Presidente de la República.

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales ubicados dentro de la citada zona, o bien, a aquéllos que, ubicados fuera de dicha zona, se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. Para el tendido de sus líneas de distribución en la zona de concesión, la Sociedad tiene el derecho a utilizar y cruzar los bienes nacionales de uso público, así como a ocupar y hacer uso del suelo ajeno, mediante la imposición de servidumbres legales. En este último caso, sobre el dueño del predio sirviente recae la obligación de no efectuar plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de la servidumbre constituida sobre sus terrenos, además de permitir la entrada de personal de la empresa concesionaria, para que efectúe trabajos de mantenimiento, reparación y otros en las instalaciones de distribución emplazadas dentro de su propiedad.

Por otro lado, la concesión impone a su titular la obligación de dar servicio eléctrico a quien lo solicite dentro de su zona de concesión, bajo las condiciones establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento. La calidad del servicio eléctrico que debe prestar el concesionario, corresponde a los estándares normales establecidos en la ley, su reglamento y normas técnicas pertinentes, acorde con las tarifas que el concesionario tiene derecho a cobrar por este servicio, las que son fijadas cada cuatro años por decreto del Ministerio de Energía, mediante fórmulas que representan el costo de los recursos utilizados por los usuarios a nivel de generación-transporte y distribución.

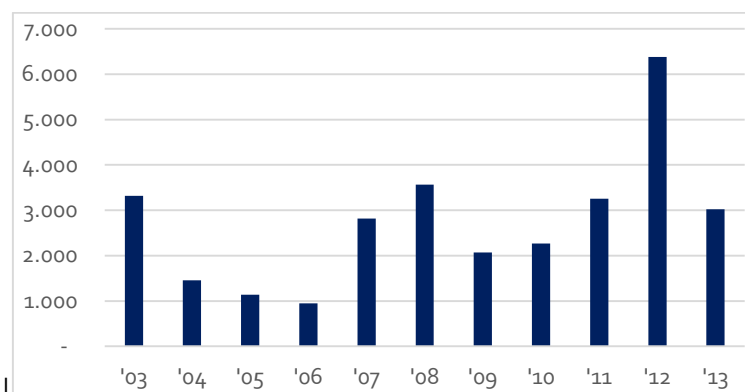
Las concesiones de que es titular la Sociedad, han sido otorgadas por la autoridad competente, por orden del Presidente de la República, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2013, Edelaysen tiene 3 decretos y 596 km² de superficie asociada a su zona de concesión.

Inversiones

Edelaysen realiza un plan quinquenal de inversiones, el que contempla por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Edelaysen para el próximo periodo bordea los MM\$4.500, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2013 fue de aproximadamente \$ 3.000 millones.



Propiedades e Instalaciones

| Empresa | Principales propiedades | Ubicación |
|-----------|------------------------------|-----------|
| Edelaysen | Central Hidroeléctrica Aysén | Aysén |
| | Central Lago Atravesado | Coyhaique |
| | Central Monreal | Coyhaique |

Sistemas Aislados

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

Actualmente, los sistemas aislados administrados por Edelaysen son los siguientes:

| | | Ventas energía (MWh) | Clientes |
|-----------|--------------------|----------------------|----------|
| Edelaysen | Cisnes | 3.003 | 1.089 |
| | Huichas | 810 | 462 |
| | Villa O'Higgins | 501 | 282 |
| | Amengual-La Tapera | 308 | 227 |
| | Santa Bárbara | 178 | 1(*) |

(*) Gobierno Regional de los Lagos

Factores de Riesgo

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

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

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.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 conocida como la "Ley Net Metering" que fomenta la generación distribuida residencial, lo que de acuerdo a la opinión de la Sociedad no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros. Por otra parte, durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

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.

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

b) Fijación de tarifas de distribución y generación

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. 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. Las nuevas tarifas de la Sociedad de distribución implicaron un aumento de sus ingresos para 2013 (respecto de las tarifas de 2012).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de generación y transporte de energía contratada requerida por la Sociedad para abastecer la demanda de sus clientes, denominados precios de nudo. 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. El próximo proceso de fijación tarifaria para precios de generación comenzó en el segundo semestre de 2013 y se espera finalice en el segundo semestre de 2014. Las tarifas asociadas al proceso en curso comenzarían a regir a partir de noviembre de 2014.

Adicionalmente los precios de nudo de estos sistemas incluyen en su fórmula de indexación las distintas variables que la afectan (petróleo, dólar, IPC y mano de obra). Estos precios son fijados mediante emisión de Decretos y son publicados en el Diario Oficial. Independiente de la fecha de publicación, su vigencia es a partir de mayo y noviembre de cada año.

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.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección respecto de los dictámenes antes mencionados, los que fueron desestimados con fecha 31 de diciembre de 2013. Se espera que durante el primer trimestre del 2014 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de toma de razón en la Contraloría General de la República y una vez resueltos los nuevos recursos presentados por empresas distribuidoras tanto a la misma Contraloría como ante la Corte Suprema.

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 2013 asciende a M\$4.823.666.

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 32 de \$ 38,50985090 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12. 13. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$1.447.099.

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

Capital Social

Al 31 de diciembre de 2013 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 2013 sería la siguiente:

| | M\$ |
|--|-------------------|
| Capital emitido | 37.005.894 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 29.433.587 |
| Otras reservas | 867.689 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 67.307.170 |

Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad los últimos tres años son los siguientes:

| Dividendo | Fecha de pago | \$ por acción moneda histórica | Imputado ejercicio |
|------------|---------------|--------------------------------|--------------------|
| Final N°28 | 31/05/10 | 35,46 | 2009 |
| Final N°29 | 02/05/11 | 31,99 | 2010 |
| Final N°30 | 25/05/12 | 30,47 | 2011 |
| Final N°31 | 29/05/13 | 26,45 | 2012 |

Directorio

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

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

| | Año 2013 | Año 2012 |
|-----------------|--------------|--------------|
| Jorge Lesser G. | 1.378 | 1.355 |
| Iván Díaz M. | 1.378 | 1.467 |
| Total | 2.756 | 2.822 |

Durante el año 2013 y 2012, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2013 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Los Directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad.

Ejecutivos principales

Las remuneraciones e incentivos percibidos por los principales ejecutivo de la Sociedad durante el ejercicio 2013, ascienden a M\$52.119, y M\$94.583 en el año 2012.

La Sociedad tiene establecido para sus ejecutivos, un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedad. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas, pagándose un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo en el primer trimestre del año siguiente.

Los ejecutivos principales no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad.

En el año 2013 y 2012, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad.

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

| EdelaySEN | |
|-----------------------------------|-----------|
| Gerentes y ejecutivos principales | 1 |
| Profesionales y técnicos | 50 |
| Administrativos y electricistas | 15 |
| Total | 66 |

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora entre la regiones de 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 matriz. 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, la Sociedad posee pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. La principales coberturas contratadas son de responsabilidad civil para las operaciones y daños físicos, perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. La vigencia de los seguros en general es de 12 meses.

Hechos Relevantes

Durante el año 2013, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 10 de abril, se acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 30 de abril de 2013 y proponer el pago de un dividendo final de \$26,447,541.2 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiendo como Directores por un periodo de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

Con fecha 8 de mayo, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Declaración de Responsabilidad

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad respectiva y debidamente facultados para ello, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.



Iván Díaz-Molina / RUT:14.655.033-9
Presidente



Jorge Lesser / RUT: 6.443.633-3
Vicepresidente



Juzar Pirbhai / Extranjero
Director



Waldo Fortín / RUT: 4.556.889-K
Director



Juan Ignacio Parot / RUT: 7.011.905-6
Director



Ben Hawkins / Extranjero
Director



Stacey Purcell / Extranjera
Director



Kevin Roseke / Extranjero
Director



Francisco Alliende / RUT: 6.379.874-6
Gerente General

Estados Resumidos

Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelayesen

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

| | 31-dic-2013 | 31-dic-2012 |
|-----------------------|-------------------|-------------------|
| M\$ | | |
| ACTIVOS | | |
| Activos Corrientes | 19.620.370 | 15.721.606 |
| Activos No Corrientes | 57.293.319 | 57.430.636 |
| Total Activos | 76.913.689 | 73.152.242 |

| | 31-dic-2013 | 31-dic-2012 |
|--|-------------------|-------------------|
| M\$ | | |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | |
| Pasivos Corrientes | 4.544.190 | 4.219.279 |
| Pasivos No Corrientes | 5.062.330 | 5.003.189 |
| Total Pasivos | 9.606.520 | 9.222.468 |
| Total Patrimonio Neto | 67.307.169 | 63.929.774 |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 76.913.689 | 73.152.242 |

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

| | 31-dic-2013 | 31-dic-2012 |
|-----------------------------------|------------------|------------------|
| M\$ | | |
| Margen Bruto | 12.476.792 | 10.938.152 |
| Ganancia Antes de Impuesto | 5.786.159 | 4.708.196 |
| Impuesto a las Ganancias | (962.493) | (1.391.118) |
| Ganancia | 4.823.666 | 3.317.078 |

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

| | 31-dic-2013 | 31-dic-2012 |
|---|------------------|--------------------|
| M\$ | | |
| Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación | 7.104.471 | 7.134.044 |
| Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión | (3.709.926) | (10.413.697) |
| Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación | (983.343) | (1.135.580) |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | 439 | (3.088) |
| Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo | 2.411.641 | (4.418.321) |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial | 1.790.439 | 6.208.760 |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final | 4.202.080 | 1.790.439 |

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

| | 31-dic-2013 | 31-dic-2012 |
|-----------------------------------|---|---|
| | Total Cambios en Patrimonio Neto | Total Cambios en Patrimonio Neto |
| M\$ | | |
| Saldo Inicial Reexpresado | 63.929.774 | 61.611.078 |
| Cambios en Patrimonio | 3.377.395 | 2.318.696 |
| Saldo Final Periodo Actual | 67.307.169 | 63.929.774 |

Estados Financieros

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Aisén S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

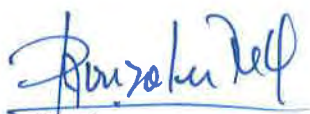
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

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 2013 y 2012 y 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 18, 2014
Concepción, Chile



René González L.
Rut: 12.380.681-6

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos – M\$)

| ACTIVOS | Nota | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|------|-------------------|-------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 4 | 4.202.080 | 1.790.439 |
| Otros Activos no Financieros, corrientes | | 157.224 | 159.074 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 5 | 3.862.500 | 3.794.975 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes | 6 | 9.035.716 | 8.112.783 |
| Inventarios, corrientes | 7 | 1.483.433 | 1.348.369 |
| Activos por Impuestos corrientes, corrientes | 8 | 879.417 | 515.966 |
| 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. | | 19.620.370 | 15.721.606 |
| TOTAL ACTIVOS CORRIENTES | | 19.620.370 | 15.721.606 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | |
| Otros activos financieros, no corriente | 9 | 520.085 | - |
| Otros activos no financieros, no corriente | | 1.059 | 1.059 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 5 | 95.021 | 151.232 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 10 | 34.811 | 35.244 |
| Propiedades, planta y equipo | 11 | 56.513.319 | 57.093.397 |
| Activos por impuestos diferidos | 12 | 129.024 | 149.704 |
| TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES | | 57.293.319 | 57.430.636 |
| TOTAL ACTIVOS | | 76.913.689 | 73.152.242 |

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos – M\$)

| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | Nota | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------|---------------------------|---------------------------|
| PASIVOS CORRIENTES | | | |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 14 | 1.997.301 | 1.864.645 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes | 6 | 1.564.179 | 987.117 |
| Otras provisiones corrientes | 15 | 16.778 | 43.160 |
| Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes | 8 | 138.618 | 250.770 |
| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados | 15 | 378.693 | 420.848 |
| Otros Pasivos no financieros corrientes | 16 | 448.621 | 652.739 |
| Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | | 4.544.190 | 4.219.279 |
| TOTAL PASIVOS CORRIENTES | | 4.544.190 | 4.219.279 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | | | |
| Pasivo por impuestos diferidos | 12 | 4.745.592 | 4.721.045 |
| Otros pasivos no financieros, no corrientes | | 22.244 | 21.210 |
| Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados | 15 | 294.494 | 260.934 |
| TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES | | 5.062.330 | 5.003.189 |
| PATRIMONIO NETO | | | |
| Capital Emitido | 17 | 37.005.894 | 37.005.894 |
| Ganancias Acumuladas | 17 | 29.433.586 | 26.057.020 |
| Otras Reservas | 17 | 867.689 | 866.860 |
| Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora | | 67.307.169 | 63.929.774 |
| Participaciones No Controladoras | | - | - |
| TOTAL PATRIMONIO | | 67.307.169 | 63.929.774 |
| TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS | | 76.913.689 | 73.152.242 |

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos – M\$)

| Estados de Resultados Integrales | Nota | 31-12-2013 | 31-12-2012 |
|---|------------------|-------------------|-------------------|
| Ganancia (Pérdida) | | M\$ | M\$ |
| Ingresos de Actividades Ordinarias | 18 | 17.914.883 | 16.235.586 |
| Otros ingresos | 18 | 1.078.221 | 1.165.271 |
| Materias Primas y Consumibles Utilizados | 19 | (6.516.312) | (6.462.705) |
| Gastos por Beneficios a los Empleados | 20 | (1.530.601) | (1.539.968) |
| Gasto por Depreciación y Amortización | 21 | (2.060.353) | (1.935.461) |
| Otros Gastos por Naturaleza | 22 | (3.724.650) | (3.423.625) |
| Otras Ganancias (Pérdidas) | | (7.440) | 7.418 |
| Ingresos Financieros | 23 | 610.526 | 636.897 |
| Costos Financieros | 23 | (1.441) | (1.598) |
| Diferencias de Cambio | 23 | 2.602 | (3.089) |
| Resultados por Unidades de Reajuste | 23 | 20.724 | 29.470 |
| Ganancia Antes de Impuesto | | 5.786.159 | 4.708.196 |
| Gasto por Impuestos a las Ganancias | 12 | (962.493) | (1.391.118) |
| Ganancia Procedente de Operaciones Continuas | | 4.823.666 | 3.317.078 |
| Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas | | | |
| Ganancia | | 4.823.666 | 3.317.078 |
| Ganancia por acción básica | | | |
| Ganancia por Acción Básica de Operaciones Continuas | \$/acción | 128,3662 | 88,2732 |
| Ganancia por Acción Básica de Operaciones Discontinuas | \$/acción | | |
| Ganancia por Acción Básica | \$/acción | 128,3662 | 88,2732 |

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados Otros Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos – M\$)

| Estados de Resultados Integrales | NOTA | 01-01-2013 al 01-01-2012 al | |
|---|------|-----------------------------|------------------|
| | | 31-12-2013 | 31-12-2012 |
| | | M\$ | M\$ |
| Ganancia (Pérdida) | | 4.823.666 | 3.317.078 |
| Otro resultado integral | | | |
| Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos | | | |
| Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos | | 1.036 | (5.391) |
| Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos | | | |
| Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos | | 1.036 | (5.391) |
| Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período | | | |
| Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral | 12 | (207) | 1.078 |
| Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período | | (207) | 1.078 |
| Otro Resultado Integral | | 829 | (4.313) |
| Resultado Integral Total | | 4.824.495 | 3.312.765 |
| Resultado integral atribuible a | | | |
| Resultado Integral Atribuible a los propietarios de la Controladora | | 4.824.495 | 3.312.765 |
| Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras | | - | - |
| Resultado Integral Total | | 4.824.495 | 3.312.765 |

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos – M\$)

| 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\$ | Reserva de ganancias o pérdidas en planes de beneficios definidos 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 01/01/2013 | 37.005.894 | - | - | - | - | - | (4.313) | - | 871.173 | 866.860 | 26.057.020 | 63.929.774 | - | 63.929.774 |
| 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 | - | - | - | 0 | 0 | (4.313) | - | 871.173 | 866.860 | 26.057.020 | 63.929.774 | 0 | 63.929.774 |
| Cambios en patrimonio | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Integral | | | | | | | | | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) | | | | | | | | | | | 4.823.666 | 4.823.666 | | 4.823.666 |
| Otro resultado integral | | | | | | | 829 | | | 829 | | 829 | | 829 |
| Resultado integral | | | | | | | | | | | | 4.824.495 | | 4.824.495 |
| Dividendos | | | | | | | | | | | (1.447.100) | (1.447.100) | | (1.447.100) |
| Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios | | | | | | | | | | | | - | | - |
| Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios | | | | | | | | | | | | - | | - |
| Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto | | | | | | | | | | | | - | | - |
| Total de cambios en patrimonio | - | - | - | - | 0 | 0 | 829 | - | - | 829 | 3.376.566 | 3.377.395 | 0 | 3.377.395 |
| Saldo Final al 31/12/2013 | 37.005.894 | - | - | - | 0 | 0 | (3.484) | - | 871.173 | 867.689 | 29.433.586 | 67.307.169 | 0 | 67.307.169 |

| 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\$ | Reserva de ganancias o pérdidas en planes de beneficios definidos 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 01/01/2012 | 37.005.894 | - | - | - | - | - | - | - | 871.173 | 871.173 | 23.734.011 | 61.611.078 | - | 61.611.078 |
| 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 | 23.734.011 | 61.611.078 | 0 | 61.611.078 |
| Cambios en patrimonio | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Integral | | | | | | | | | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) | | | | | | | | | | | 3.317.078 | 3.317.078 | | 3.317.078 |
| Otro resultado integral | | | | | | | (4.313) | | | (4.313) | | (4.313) | | (4.313) |
| Resultado integral | | | | | | | | | | | | 3.312.765 | | 3.312.765 |
| Dividendos | | | | | | | | | | | (994.069) | (994.069) | | (994.069) |
| Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios | | | | | | | | | | | | - | | - |
| Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios | | | | | | | | | | | | - | | - |
| Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto | | | | | | | | | | | | - | | - |
| Total de cambios en patrimonio | - | - | - | - | 0 | 0 | (4.313) | - | - | (4.313) | 2.323.009 | 2.318.696 | 0 | 2.318.696 |
| Saldo Final al 31/12/2012 | 37.005.894 | - | - | - | 0 | 0 | (4.313) | - | 871.173 | 866.860 | 26.057.020 | 63.929.774 | 0 | 63.929.774 |

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Flujos de Efectivos Directos
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos – M\$)

| Estado de flujos de efectivo directo | NOTA | 01/01/2013 al 31/12/2013 M\$ | 01/01/2012 al 31/12/2012 M\$ |
|---|----------|------------------------------------|------------------------------------|
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación | | | |
| Clases de cobros por actividades de operación | | 21.724.611 | 20.231.822 |
| Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios | | 21.710.646 | 20.222.791 |
| Otros cobros por actividades de operación | | 13.965 | 9.031 |
| Clases de pagos | | (13.941.881) | (13.982.729) |
| Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios | | (12.418.743) | (12.492.318) |
| Pagos a y por cuenta de los empleados | | (1.482.687) | (1.365.481) |
| Otros pagos por actividades de operación | | (40.451) | (124.930) |
| Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación | | (678.259) | 884.951 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación | | 7.104.471 | 7.134.044 |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | | | |
| Préstamos a entidades relacionadas | | (4.945.000) | (11.855.000) |
| Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión | | (3.404.801) | (7.939.101) |
| Cobros a entidades relacionadas | | 4.071.316 | 8.743.507 |
| Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión | | 568.559 | 636.897 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | | (3.709.926) | (10.413.697) |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | | | |
| Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación | | 10.437 | 9.364 |
| Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación | | (993.780) | (1.144.944) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | | (983.343) | (1.135.580) |
| Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio | | 2.411.202 | (4.415.233) |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | | 439 | (3.088) |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | | 439 | (3.088) |
| Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo | | 2.411.641 | (4.418.321) |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año | | 1.790.439 | 6.208.760 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año | 4 | 4.202.080 | 1.790.439 |

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

| | | |
|--------|---|----|
| 1 | Información General y Descripción del Negocio | 10 |
| 2 | Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas | 11 |
| 2.1 | Principios contables | 11 |
| 2.2 | Nuevos pronunciamientos contables | 11 |
| 2.3 | Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas | 12 |
| 2.4 | Período cubierto | 13 |
| 2.5 | Bases de preparación | 13 |
| 2.6 | Moneda funcional | 13 |
| 2.7 | Bases de conversión | 14 |
| 2.8 | Compensación de saldos y transacciones | 14 |
| 2.9 | Propiedades, planta y equipo | 14 |
| 2.10 | Activos intangibles | 15 |
| 2.10.1 | Servidumbres | 15 |
| 2.10.2 | Programas informáticos | 15 |
| 2.10.3 | Costos de investigación y desarrollo | 16 |
| 2.11 | Deterioro de los activos | 16 |
| 2.12 | Instrumentos financieros | 16 |
| 2.12.1 | Activos Financieros no derivados | 17 |
| 2.12.2 | Efectivo y otros medios líquidos equivalentes | 17 |
| 2.12.3 | Pasivos financieros no derivados | 17 |
| 2.12.4 | Instrumentos de patrimonio | 17 |
| 2.13 | Inventarios | 18 |
| 2.14 | Otros pasivos no financieros | 18 |
| 2.14.1 | Ingresos diferidos | 18 |
| 2.14.2 | Subvenciones estatales | 18 |
| 2.14.3 | Obras en construcción para terceros | 18 |
| 2.15 | Provisiones | 18 |
| 2.16 | Beneficios a los empleados | 18 |
| 2.17 | Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes | 19 |
| 2.18 | Impuesto a las ganancias | 19 |
| 2.19 | Reconocimiento de ingresos y gastos | 20 |
| 2.20 | Ganancias por acción | 20 |
| 2.21 | Dividendos | 20 |
| 2.22 | 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 | 22 |
| 3.3.3 | Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores | 23 |
| 4 | Efectivo y Equivalentes al Efectivo | 24 |
| 5 | Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar | 24 |
| 6 | Salos y Transacciones con Partes Relacionadas | 28 |
| 6.1 | Accionistas | 28 |
| 6.2 | Salos y transacciones con entidades relacionadas | 28 |
| 6.3 | Directorio y personal clave de la gerencia | 29 |
| 7 | Inventarios | 30 |
| 8 | Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes | 31 |
| 9 | Otros Activos Financieros no Corriente | 31 |
| 10 | Activos Intangibles Distintos de Plusvalía | 32 |
| 11 | Propiedades, Planta y Equipos | 33 |
| 12 | Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos | 35 |
| 12.1 | Impuesto a la renta | 35 |
| 12.2 | Impuestos diferidos | 36 |
| 13 | Política de Gestión de Riesgos | 37 |
| 13.1 | Riesgo de negocio | 37 |

| | | |
|--------|--|----|
| 13.1.1 | Riesgo regulatorio | 37 |
| 13.2 | Riesgo financiero | 39 |
| 13.2.1 | Tipo de cambio | 39 |
| 13.2.2 | Variación UF | 39 |
| 13.2.3 | Tasa de interés | 39 |
| 13.2.4 | Riesgo de liquidez | 39 |
| 13.2.5 | Riesgo de crédito | 40 |
| 13.2.6 | Instrumentos financieros por categoría | 41 |
| 13.2.7 | Valor Justo de instrumentos financieros | 42 |
| 14 | Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar | 43 |
| 15 | Provisiones | 43 |
| 15.2 | Provisiones corrientes | 43 |
| 15.2.6 | Otras provisiones a corto plazo | 43 |
| 15.2.7 | Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados | 44 |
| 15.3 | Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados | 45 |
| 15.4 | Juicios y multas | 47 |
| 15.4.6 | Juicios | 47 |
| 15.4.7 | Multas | 47 |
| 16 | Otros Pasivos no Financieros | 47 |
| 17 | Patrimonio | 48 |
| 17.2 | Patrimonio neto de la sociedad | 48 |
| 17.2.6 | Capital suscrito y pagado | 48 |
| 17.2.7 | Dividendos | 48 |
| 17.2.8 | Otras reservas | 48 |
| 17.2.9 | Ganancias (pérdidas) acumuladas | 49 |
| 17.3 | Gestión de capital | 49 |
| 17.4 | Restricciones a la disposición de fondos | 49 |
| 18 | Ingresos | 50 |
| 19 | Materias Primas y Consumibles Utilizados | 50 |
| 20 | Gastos por Beneficios a los Empleados | 51 |
| 21 | Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro | 51 |
| 22 | Otros Gastos por Naturaleza | 51 |
| 23 | Resultado Financiero | 52 |
| 24 | Hechos Posteriores | 52 |
| 25 | Medio Ambiente | 52 |
| 26 | Garantías Comprometidas con Terceros | 52 |
| 27 | Cauciones Obtenidas de Terceros | 53 |
| 28 | Moneda Extranjera | 53 |

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos – M\$)

1 Información General y Descripción del Negocio

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

Edelayesen 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 Estados Financieros de la Sociedad, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha de 18 marzo de 2014. 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 2013:

| Enmiendas a NIIFs | Fecha de aplicación obligatoria |
|---|--|
| NIIF 10, Estados Financieros Consolidados | 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 o Nuevas Interpretaciones | 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 |
| NIIF 1, Adopción por Primera Vez de IFRS – Préstamos gubernamentales. | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013 |
| NIC 19, Beneficios a los empleados (2011). | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013 |
| NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros. | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013 |
| Mejoras Anuales Ciclo 2009 – 2011 – Modificaciones a cinco NIIFs | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013 |
| NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras entidades – Guías para transición. | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013 |
| 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 |

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido impactos significativos para la Sociedad en los montos reportados en estos estados financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigente:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, 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 | El IASB no ha establecido fecha de aplicación obligatoria. |

| Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones | Fecha de aplicación obligatoria |
|--|--|
| 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 |
| Entidades de Inversión – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014 |
| NIC 36, Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014 |
| NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición – Novación de derivados y continuación de contabilidad de cobertura | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014 |
| CINIIF 21, Gravámenes | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014 |
| NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014 |
| Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014 |
| Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014 |

La Administración estima que la futura adopción de las normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros de la sociedad.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

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 año 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.
- **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 ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocida dentro de otro resultado integral 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, 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 año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros anuales comprenden:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Estados de Resultados Integrales por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Estados de Cambios en el Patrimonio neto por los años terminados al 2013 y 2012.
- Estados de Flujos de Efectivo Directos por los años terminados 2013 y 2012.

2.5 Bases de preparación

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), según los requerimientos y opciones informadas por la Superintendencia de Valores y Seguros y representan la adopción integral, explícita y sin reserva de las referidas normas internacionales.

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 la 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 ejercicio, 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:

| | 31.12.2013 | 31.12.2012 |
|-----------------------------|------------|------------|
| | \$ | \$ |
| Dólar Estadounidense | 524,61 | 479,96 |
| Unidad de Fomento | 23.309,56 | 22.840,75 |

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 calificados, 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 2013 y 2012.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$152.509 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 y a M\$212.913 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012.
- 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 año 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 | 20-40 |
| Subestaciones | 20-60 |
| Sistema de Generación | 25-50 |
| 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 Costos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados, la Sociedad no ha registrado costos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el año en que ocurren. Tampoco han presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el año en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

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.

2.12 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.

2.12.1 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.

2.12.2 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.

2.12.3 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.

2.12.4 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.

2.13 Inventarios

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

2.14 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.14.1 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.

2.14.2 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.

2.14.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son 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.

2.15 Provisiones

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

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

2.16 Beneficios a los empleados

- Beneficios a los empleados a corto plazo, largo plazo y beneficios por terminación.

La Sociedad reconoce el importe de los beneficios que ha de pagar por los servicios prestados como un pasivo, el cual es registrado a su valor nominal mediante el método del devengo y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones corrientes por beneficios a los empleados.

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

- **Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio**

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

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, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del período.

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 3,93% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.17 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera 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.

2.18 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 año, 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 liquiden.

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.

2.19 Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, 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.

2.20 Ganancias por acción

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

2.21 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como una pasivo en base devengada al cierre de cada año 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 años.

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 año. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.22 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por 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).

Edelayesen es una empresa integrada verticalmente (opera instalaciones propias de generación como de transmisión y distribución) y desarrolla su negocio en los SSMM de Aisén, 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 Aisén 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.

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").

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 2013 y 2012, es el siguiente:

| Efectivo y equivalentes al efectivo | 31-12-2013 | 31-12-2012 |
|--|-------------------|-------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Efectivo en Caja | 218.622 | 144.833 |
| Saldo en Bancos | 82.932 | 94.057 |
| Otros instrumentos de renta fija | 3.900.526 | 1.551.549 |
| Totales | 4.202.080 | 1.790.439 |

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 | 31-12-2013 | 31-12-2012 |
|---|---------------|-------------------|-------------------|
| | | M\$ | M\$ |
| Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo | \$ Chilenos | 4.202.080 | 1.790.439 |
| Totales | | 4.202.080 | 1.790.439 |

5 Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto | 31-12-2013 | | 31-12-2012 | |
|---|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| | Corriente | No Corriente | Corriente | No Corriente |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Deudores comerciales, bruto | 3.149.854 | - | 2.901.936 | - |
| Otras cuentas por cobrar, bruto | 986.644 | 95.021 | 1.225.410 | 151.232 |
| Totales | 4.136.498 | 95.021 | 4.127.346 | 151.232 |

| Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto | 31-12-2013 | | 31-12-2012 | |
|--|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| | Corriente | No Corriente | Corriente | No Corriente |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Deudores comerciales, neto | 3.069.016 | - | 2.800.464 | - |
| Otras cuentas por cobrar, neto | 793.484 | 95.021 | 994.511 | 151.232 |
| Totales | 3.862.500 | 95.021 | 3.794.975 | 151.232 |

| Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar | 31-12-2013 | | 31-12-2012 | |
|---|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| | Corriente | No Corriente | Corriente | No Corriente |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Deudores comerciales | 80.838 | - | 101.472 | - |
| Otras cuentas por cobrar | 193.160 | - | 230.899 | - |
| Totales | 273.998 | - | 332.371 | - |

- b) El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturadas y no pagadas o provisionados al 31 de diciembre 2013 y 2012, es el siguiente:

| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|---------------------------|---------------------------|
| Facturados | 2.533.995 | 2.618.803 |
| Energía y peajes | 1.875.645 | 1.854.502 |
| Anticipos para importaciones y proveedores | 47.009 | 135.368 |
| Cuenta por cobrar proyectos en curso | 11.255 | 108.162 |
| Otros | 600.086 | 520.771 |
| No Facturados o provisionados | 1.357.470 | 1.253.991 |
| Diferencias tarifarias por nuevos decretos | 60.841 | - |
| Energía en medidores (*) | 1.213.368 | 1.047.435 |
| Provisión ingresos por obras | 47.876 | 98.250 |
| Otros | 35.385 | 108.306 |
| Otros (Cuenta corriente empleados) | 245.033 | 254.552 |
| Totales, Bruto | 4.136.498 | 4.127.346 |
| Provisión deterioro | (273.998) | (332.371) |
| Totales, Neto | 3.862.500 | 3.794.975 |

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes.

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

| Otras cuentas por cobrar | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|---------------------------|---------------------------|
| Convenios de pagos y créditos | 155.555 | 154.049 |
| Anticipos para importaciones y proveedores | 47.009 | 135.368 |
| Cuenta por cobrar proyectos en curso | 59.131 | 206.412 |
| Deudores materiales y servicios | 171.416 | 137.346 |
| Cuenta corriente al personal | 245.033 | 254.552 |
| Otros deudores | 308.500 | 337.683 |
| Totales | 986.644 | 1.225.410 |
| Provisión deterioro | (193.160) | (230.899) |
| Totales, Neto | 793.484 | 994.511 |

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2013 es de M\$3.957.521, al 31 de diciembre de 2012 es de M\$ 3.946.207.

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) Las Sociedades 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 2012 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 41 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 ejercicio % |
|--------------|---------------|----------------------------------|
| Residencial | 31.930 | 38% |
| Comercial | 4.665 | 32% |
| Industrial | 107 | 7% |
| Otros | 4.643 | 23% |
| Total | 41.345 | 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 ventas al detalle de productos y servicios, 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 2013 y 2012, 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 | 31-12-2013 | 31-12-2012 |
|--|------------------|------------------|
| | Corriente M\$ | Corriente M\$ |
| Con vencimiento menor a tres meses | 1.411.879 | 1.353.311 |
| Con vencimiento entre tres y seis meses | 56.507 | 54.019 |
| Con vencimiento entre seis y doce meses | 23.586 | 16.581 |
| Con vencimiento mayor a doce meses | 5.609 | 4.111 |
| Total | 1.497.581 | 1.428.022 |

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 | 0% | 33% |
| 181 a 270 | 33% | 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.

- a) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

| Tramos de morosidad | Saldo al 31-12-2013 | | | | | | Saldo al 31-12-2012 | | | | | |
|----------------------|----------------------|------------------|--------------------|-----------------|---------------------|------------------|----------------------|------------------|--------------------|-----------------|---------------------|------------------|
| | Cartera no repactada | | Cartera repactada | | Total cartera bruta | | Cartera no repactada | | Cartera repactada | | Total cartera bruta | |
| | Número de Clientes | Monto bruto M\$ | Número de Clientes | Monto bruto M\$ | Número de Clientes | Monto bruto M\$ | Número de Clientes | Monto bruto M\$ | Número de Clientes | Monto bruto M\$ | Número de Clientes | Monto bruto M\$ |
| Al día | 20.102 | 1.989.210 | 427 | 102.591 | 20.529 | 2.091.801 | 18.912 | 1.842.323 | 330 | 93.910 | 19.242 | 1.936.233 |
| Entre 1 y 30 días | 10.692 | 616.209 | 237 | 34.982 | 10.929 | 651.191 | 11.307 | 851.102 | 192 | 33.342 | 11.499 | 884.444 |
| Entre 31 y 60 días | 3.678 | 713.641 | 79 | 13.098 | 3.757 | 726.739 | 4.127 | 405.474 | 112 | 16.065 | 4.239 | 421.539 |
| Entre 61 y 90 días | 486 | 35.517 | 14 | 2.033 | 500 | 37.550 | 491 | 47.348 | 11 | 2.776 | 502 | 50.124 |
| Entre 91 y 120 días | 176 | 63.241 | 9 | 872 | 185 | 64.113 | 232 | 21.998 | 10 | 1.064 | 242 | 23.062 |
| Entre 121 y 150 días | 154 | 19.712 | 13 | 1.269 | 167 | 20.981 | 132 | 21.695 | 6 | 1.160 | 138 | 22.855 |
| Entre 151 y 180 días | 139 | 17.128 | 5 | 975 | 144 | 18.103 | 68 | 18.401 | - | - | 68 | 18.401 |
| Entre 181 y 210 días | 81 | 9.267 | 8 | 1.168 | 89 | 10.435 | 75 | 6.052 | 1 | 601 | 76 | 6.653 |
| Entre 211 y 250 días | 81 | 8.896 | 7 | 618 | 88 | 9.514 | 92 | 7.971 | 2 | 233 | 94 | 8.204 |
| Más de 250 días | 862 | 213.616 | 58 | 11.042 | 920 | 224.658 | 1.199 | 304.734 | 20 | 7.461 | 1.219 | 312.195 |
| Total | 36.451 | 3.686.437 | 857 | 168.648 | 37.308 | 3.855.085 | 36.635 | 3.527.098 | 684 | 156.612 | 37.319 | 3.683.710 |

- b) Al 31 de diciembre 2013 y 2012, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

| Cartera protestada y en cobranza judicial | Saldo al | | Saldo al | |
|--|--------------------|---------------|--------------------|---------------|
| | 31-12-2013 | | 31-12-2012 | |
| | Número de clientes | Monto M\$ | Número de clientes | Monto M\$ |
| Documentos por cobrar protestados | 8 | 11.082 | 7 | 4.023 |
| Documentos por cobrar en cobranza judicial | 32 | 73.861 | 29 | 62.184 |
| Totales | 40 | 84.943 | 36 | 66.207 |

- c) 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 2012 | 315.999 |
| Aumentos (disminuciones) del año | 18.906 |
| Montos castigados | (2.534) |
| Saldo al 31 de diciembre 2012 | 332.371 |
| Aumentos (disminuciones) del año | 80.503 |
| Montos castigados | (138.876) |
| Saldo al 31 diciembre de 2013 | 273.998 |

- d) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2013 y 2012, es el siguiente:

| Provisiones y castigos | Saldo al | |
|--------------------------------|-------------------|-------------------|
| | 31/12/2013 M\$ | 31/12/2012 M\$ |
| Provisión cartera no repactada | 78.923 | 13.849 |
| Provisión cartera repactada | 1.580 | 5.057 |
| Castigos del período | (138.876) | (2.534) |
| Totales | (58.373) | 16.372 |

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

6.1 Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013, 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 Ibáñez | 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% |

6.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y empresas relacionadas, 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 materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que 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 | 31-12-2013 | | 31-12-2012 | |
|----------------|---------------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|--------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | | | | | | Corriente M\$ | No Corriente M\$ | Corriente M\$ | No Corriente M\$ |
| 76186388-6 | SAGESA S.A. | Recuperación de gastos | Menos de 90 días | Matriz Común | CH\$ | 91 | - | - | - |
| 76073162-5 | Sociedad Austral de Electricidad S.A. | Prestamo en cuenta corriente | Menos de 90 días | Matriz | CH\$ | 9.028.435 | - | 8.112.783 | - |
| 77683400-9 | Sistema de Transmisión del sur S.A. | Recuperación de gastos | Menos de 90 días | Matriz Común | CH\$ | 2.490 | - | - | - |
| 96531500-4 | Compañía Eléctrica Osorno S.A. | Recuperación de gastos | Menos de 90 días | Matriz Común | CH\$ | 4.700 | - | - | - |
| Totales | | | | | | 9.035.716 | - | 8.112.783 | - |

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

| RUT | Sociedad | Descripción de la Transacción | Plazo de la Transacción | Naturaleza de la Relación | Moneda | 31-12-2013 | | 31-12-2012 | |
|----------------|---------------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|--------|------------------|------------------|----------------|------------------|
| | | | | | | Corriente M\$ | No Corriente M\$ | Corriente M\$ | No Corriente M\$ |
| 76073162-5 | Sociedad Austral de Electricidad S.A. | Provisión dividendo mínimo | Menos de 90 días | Matriz | CH\$ | 1.348.794 | - | 926.316 | - |
| 76073162-5 | Sociedad Austral de Electricidad S.A. | Recuperación de Gastos | Menos de 90 días | Matriz | CH\$ | 76.922 | - | 2.930 | - |
| 76073162-5 | Sociedad Austral de Electricidad S.A. | Venta Materiales | Menos de 90 días | Matriz | CH\$ | 134.508 | - | 54.042 | - |
| 96531500-4 | Compañía Eléctrica Osorno S.A. | Recuperación de Gastos | Menos de 90 días | Matriz Común | CH\$ | - | - | 921 | - |
| 76073164-1 | Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. | Venta Materiales | Menos de 90 días | Matriz Común | CH\$ | 3.955 | - | 1.812 | - |
| 76073164-1 | Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. | Recuperación de Gastos | Menos de 90 días | Matriz Común | CH\$ | - | - | 1.027 | - |
| 76186388-6 | SAGESA S.A. | Recuperación de Gastos | Menos de 90 días | Matriz Común | CH\$ | - | - | 69 | - |
| Totales | | | | | | 1.564.179 | - | 987.117 | - |

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

| RUT | Sociedad | Naturaleza de la Relación | Descripción de la transacción | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|------------|---------------------------------------|---------------------------|--|-------------------|-------------------|
| 76073162-5 | Sociedad Austral de electricidad S.A. | Matriz | Intereses préstamo en cuenta corriente | 507.355 | 444.547 |
| | | | Totales | 507.355 | 444.547 |

6.3 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.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2013, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiendo como Directores por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 8 de mayo de 2013, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Al 31 de diciembre de 2013 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

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

No existen saldos por cobrar a los Directores.

No existen saldos por pagar a los Directores.

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 año 2013 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2014.

Los Directores señores Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Juzar Pirbhai y Waldo Fortín Cabezas renunciaron a la remuneración que les correspondería por el año 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 2013 y 31 de diciembre de 2012 son las siguientes:

| Director | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|------------------------------|-------------------|-------------------|
| Jorge Lesser Garcia-Huidobro | 1.378 | 1.355 |
| Iván Díaz-Molina | 1.378 | 1.467 |
| Totales | 2.756 | 2.822 |

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\$ 52.119 al 31 de diciembre de 2013 y a M\$94.583 al 31 de diciembre de 2012.

La Sociedad tiene para sus ejecutivos establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de la sociedad, 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.

d) 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 es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2013:

| Clases de inventario | Bruto M\$ | Neto Realizable M\$ | Provisión M\$ |
|---|------------------|------------------------|------------------|
| Materiales de operación y mantenimiento | 1.155.399 | 1.134.742 | 20.657 |
| Materiales en tránsito | 3.457 | 3.457 | 0 |
| Existencias para ventas al detalle de productos y servicios | 52.363 | 50.720 | 1.643 |
| Petróleo | 294.514 | 294.514 | - |
| Totales | 1.505.733 | 1.483.433 | 22.300 |

Al 31 de diciembre de 2012:

| Clases de inventario | Bruto M\$ | Neto Realizable M\$ | Provisión M\$ |
|---|------------------|------------------------|------------------|
| Materiales de operación y mantenimiento | 953.532 | 938.712 | 14.820 |
| Materiales en tránsito | 5.503 | 5.503 | - |
| Existencias para ventas al detalle de productos y servicios | 54.139 | 53.786 | 353 |
| Petróleo | 350.368 | 350.368 | - |
| Totales | 1.363.542 | 1.348.369 | 15.173 |

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$ 7.127 para el año 2013 y un abono de M\$42.559 para el año 2012.

| Movimiento Provisión | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--------------------------|-------------------|-------------------|
| Provisión Año | 7.127 | 15.893 |
| Aplicaciones a provisión | - | (58.452) |
| Totales | 7.127 | (42.559) |

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

El detalle de los inventarios utilizados y reconocidos como gasto es el siguiente:

| Inventarios utilizados durante el período según gasto | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Materias primas y consumibles utilizados | 6.516.312 | 6.462.705 |
| Otros gastos por naturaleza (*) | 226.067 | 207.449 |
| Totales | 6.742.379 | 6.670.154 |

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2013 ascienden a M\$ 862.661 (M\$2.415.497 en 2012).

8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|
| Impuesto renta por recuperar | 167.608 | 167.608 |
| IVA Crédito fiscal por recuperar | - | 348.358 |
| Pagos provisiones mensuales | 700.919 | - |
| Crédito Sence | 10.890 | - |
| Totales | 879.417 | 515.966 |

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---------------------|-------------------|-------------------|
| Impuesto a la renta | - | 245.159 |
| Iva Débito fiscal | 137.599 | - |
| Otros | 1.019 | 5.611 |
| Totales | 138.618 | 250.770 |

9 Otros Activos Financieros no Corriente

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

| Otros Activos financieros no corrientes | 31-12-2013 | | 31-12-2012 | |
|---|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
| | Corriente M\$ | No Corriente M\$ | Corriente M\$ | No Corriente M\$ |
| Crédito por impuesto Ley Austral | - | 520.085 | - | - |
| Totales | - | 520.085 | - | - |

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. 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.

10 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

| Activos intangibles neto | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Activos intangibles identificables, neto | 34.811 | 35.244 |
| Servidumbres | 14.515 | 14.515 |
| Software | 20.296 | 20.729 |

| Activos intangibles bruto | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|-------------------|-------------------|
| Activos intangibles identificables, bruto | 39.397 | 39.397 |
| Servidumbres | 14.515 | 14.515 |
| Software | 24.882 | 24.882 |

| Amortización activos intangibles | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|-------------------|-------------------|
| Activos intangibles identificables, bruto | (4.586) | (4.153) |
| Servidumbres | - | - |
| Software | (4.586) | (4.153) |

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2013 y 2012 son los siguientes:

| Movimiento año 2013 | Servidumbre | Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto | Activos Intangibles, Neto |
|---|---------------|---|---------------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2013 | 14.515 | 20.729 | 35.244 |
| Movimientos | | | |
| Adiciones | - | - | - |
| Retiros | - | - | - |
| Gastos por amortización | - | (433) | (433) |
| Total movimientos | - | (433) | (433) |
| Saldo final al 31 de Diciembre de 2013 | 14.515 | 20.296 | 34.811 |

| Movimiento año 2012 | Servidumbre | Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto | Activos Intangibles, Neto |
|---|---------------|---|---------------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2012 | 14.515 | 21.163 | 35.678 |
| Movimientos | | | |
| Adiciones | - | - | - |
| Retiros | - | - | - |
| Gastos por amortización | - | (434) | (434) |
| Total movimientos | - | (434) | (434) |
| Saldo final al 31 de Diciembre de 2012 | 14.515 | 20.729 | 35.244 |

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 2013 y 2012:

| Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Neto | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Propiedades, Planta y Equipo | 56.513.319 | 57.093.397 |
| Terrenos | 2.806.405 | 2.816.998 |
| Edificios | 3.076.519 | 3.200.037 |
| Planta y Equipo | 45.544.840 | 40.032.438 |
| Equipamiento de Tecnologías de la Información | 10.818 | 6.971 |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | 17.132 | 21.608 |
| Vehículos de Motor | 255.215 | 192.496 |
| Construcción en Curso | 4.346.686 | 10.289.088 |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo | 455.704 | 533.761 |

| Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Bruto | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Propiedades, Planta y Equipo, Bruto | 74.862.667 | 73.525.666 |
| Terrenos | 2.806.405 | 2.816.998 |
| Edificios | 4.605.984 | 4.629.306 |
| Planta y Equipo | 60.848.675 | 53.546.684 |
| Equipamiento de Tecnologías de la Información | 44.099 | 32.076 |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | 65.460 | 65.496 |
| Vehículos de Motor | 542.514 | 420.182 |
| Construcción en Curso | 4.346.686 | 10.289.088 |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo | 1.602.844 | 1.725.836 |

| Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor,Propiedades, Planta y Equipo | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|---------------------|---------------------|
| Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades,Planta yEquipo | (18.349.348) | (16.432.269) |
| Edificios | (1.529.465) | (1.429.269) |
| Planta y Equipo | (15.303.835) | (13.514.246) |
| Equipamiento de Tecnologías de la Información | (33.281) | (25.105) |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | (48.328) | (43.888) |
| Vehículos de Motor | (287.299) | (227.686) |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo | (1.147.140) | (1.192.075) |

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 2013 y 2012, es el siguiente:

| Movimiento año 2013 | Terrenos | Edificios,Neto | Propiedades,Planta y Equipo,Neto | Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto | Instalaciones Fijas y Accesorios,Neto | Vehículos de Motor,Neto | Construcción en Curso | Otras Propiedades, Planta y Equipo,Neto |
|---|------------------|------------------|----------------------------------|--|---------------------------------------|-------------------------|-----------------------|---|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2013 | 2.816.998 | 3.200.037 | 40.032.438 | 6.971 | 21.608 | 192.496 | 10.289.088 | 533.761 |
| Adiciones | - | - | 7.430.229 | 16.446 | - | 122.331 | - | 14.285 |
| Retiros | (10.593) | (2.137) | (126.925) | - | (36) | - | (5.942.402) | (21.356) |
| Gastos por depreciación | - | (121.381) | (1.790.902) | (12.599) | (4.440) | (59.612) | - | (70.986) |
| Total movimientos | (10.593) | (123.518) | 5.512.402 | 3.847 | (4.476) | 62.719 | (5.942.402) | (78.057) |
| Saldo final al 31 de Diciembre de 2013 | 2.806.405 | 3.076.519 | 45.544.840 | 10.818 | 17.132 | 255.215 | 4.346.686 | 455.704 |

| Movimiento año 2012 | | Terrenos | Edificios, Neto | Propiedades, Planta y Equipo, Neto | Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto | Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto | Vehículos de Motor, Neto | Construcción en Curso | Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto |
|--|-------------------------|-----------|-----------------|------------------------------------|---|--|--------------------------|-----------------------|--|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2012 | | 2.816.998 | 3.321.639 | 41.161.427 | 13.703 | 25.442 | 248.755 | 4.471.580 | 600.205 |
| Movimientos | Adiciones | - | - | 759.176 | - | 892 | - | 5.817.508 | 25.237 |
| | Retiros | - | - | (232.991) | - | (48) | - | - | (1.099) |
| | Gastos por depreciación | - | (121.602) | (1.655.174) | (6.732) | (4.678) | (56.259) | - | (90.582) |
| | Total movimientos | 0 | (121.602) | (1.128.989) | (6.732) | (3.834) | (56.259) | 5.817.508 | (66.444) |
| Saldo final al 31 de Diciembre de 2012 | | 2.816.998 | 3.200.037 | 40.032.438 | 6.971 | 21.608 | 192.496 | 10.289.088 | 533.761 |

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\$152.509 al 31 de diciembre 2013 y a M\$212.913 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 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 2013 y 2012, es el siguiente:

| Gasto por Impuesto a las Ganancias | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|-------------------|-------------------|
| Gasto por impuestos corrientes | 945.803 | 803.401 |
| Ajustes al impuesto corriente del periodo anterior | (28.769) | (53.597) |
| Otro gasto por impuesto corriente | 439 | 498 |
| Gasto por impuestos corrientes, neto, total | 917.473 | 750.302 |
| Gasto por impuestos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias | 45.020 | 640.816 |
| Otros componentes del gasto por impuesto diferido | - | - |
| Gasto por impuestos diferidos, neto, total | 962.493 | 1.391.118 |
| Gasto por impuesto a las ganancias | 962.493 | 1.391.118 |

| Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral | - | - |
| Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral | 207 | (1.078) |
| Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral | 207 | (1.078) |

- 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 2013 y 2012, es la siguiente:

| Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|--------------------|--------------------|
| Ganancia Contable antes de Impuesto | 5.786.159 | 4.708.196 |
| Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (20%) | (1.157.232) | (941.639) |
| Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación | 32.818 | 26.810 |
| Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible | (70.468) | (40.754) |
| Efecto fiscal de pérdidas fiscales | - | - |
| Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas | - | - |
| Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos | 232.389 | (435.535) |
| Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal | 194.739 | (449.479) |
| (Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva | (962.493) | (1.391.118) |
| Tasa impositiva efectiva | 16,63% | 29,55% |

12.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| Diferencia temporal | Activos por Impuestos | | Pasivos por Impuestos | |
|--|-----------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|
| | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo | - | - | 4.714.579 | 4.721.045 |
| Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio | - | 780 | 23.280 | - |
| Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables | 54.800 | 66.474 | - | - |
| Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones | 18.967 | 27.094 | - | - |
| Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia | 4.460 | 3.035 | - | - |
| Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados | 8.779 | 9.163 | 7.733 | - |
| Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal | 37.601 | 38.916 | - | - |
| Impuestos diferidos Otras Provisiones | 4.417 | 4.242 | - | - |
| Total Impuestos Diferidos | 129.024 | 149.704 | 4.745.592 | 4.721.045 |

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación en el año 2013 y 2012, es el siguiente:

| Movimientos impuestos diferidos | Activo M\$ | Pasivo M\$ |
|--|----------------|------------------|
| Saldo al 01 de enero de 2012 | 115.670 | 4.047.273 |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas | 34.034 | 674.850 |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales | - | (1.078) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2012 | 149.704 | 4.721.045 |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas | (20.680) | 24.340 |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales | - | 207 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2013 | 129.024 | 4.745.592 |

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.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 conocida como la "Ley Net Metering" que fomenta la generación distribuida residencial, lo que de acuerdo a la opinión de la Sociedad no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros. Por otra parte, durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

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.

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

b) Fijación de tarifas de distribución y generación

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. 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. Las nuevas tarifas de la Sociedad de distribución implicaron un aumento de sus ingresos para 2013 (respecto de las tarifas de 2012).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de generación y transporte de energía contratada requerida por la Sociedad para abastecer la demanda de sus clientes, denominados precios de nudo. Para la filial Edelay sen, 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. El próximo proceso de fijación tarifaria para precios de generación comenzó en el segundo semestre de 2013 y se espera finalice en el segundo semestre de 2014. Las tarifas asociadas al proceso en curso comenzarían a regir a partir de noviembre de 2014.

Adicionalmente los precios de nudo de estos sistemas incluyen en su fórmula de indexación las distintas variables que la afectan (petróleo, dólar, IPC y mano de obra). Estos precios son fijados mediante emisión de Decretos y son publicados en el Diario Oficial. Independiente de la fecha de publicación, su vigencia es a partir de mayo y noviembre de cada año.

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.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección respecto de los dictámenes antes mencionados, los que fueron desestimados con fecha 31 de diciembre de 2013. Se espera que durante el primer trimestre del 2014 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de toma de razón en la Contraloría General de la República y una vez resueltos los nuevos recursos presentados por empresas distribuidoras tanto a la misma Contraloría como ante la Corte Suprema.

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, realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes 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 de la Sociedad, más de 70% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía, tales como el IPC y el IPP (índice de precios al productor), el resto está indexado a variables como el petróleo y el tipo de cambio.

Hasta la fecha la Sociedad mantiene una política de no administrar este tipo de indexaciones, ya que persiguen, en el mediano plazo compensar las variables a las que están sujetos los costos de la Sociedad (costos de personal, petróleo, contratistas y otros).

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 de 2013, 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 un contrato de línea 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 venta al detalle de productos y servicios 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 venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 a 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 | 33% | 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 2012 | Préstamos y cuentas por cobrar M\$ | Activos a valor razonable con cambio en resultado M\$ | Total M\$ |
|---|---------------------------------------|--|-------------------|
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar | 3.946.207 | - | 3.946.207 |
| Cuentas por cobrar a empresas relacionadas | 8.112.783 | - | 8.112.783 |
| Efectivo y efectivo equivalente al efectivo | 238.890 | 1.551.549 | 1.790.439 |
| Totales | 12.297.880 | 1.551.549 | 13.849.429 |

| Al 31 de diciembre 2013 | Préstamos y cuentas por cobrar M\$ | Activos a valor razonable con cambio en resultado M\$ | Total M\$ |
|---|---------------------------------------|--|-------------------|
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar | 3.957.521 | - | 3.957.521 |
| Cuentas por cobrar a empresas relacionadas | 9.035.716 | - | 9.035.716 |
| Efectivo y efectivo equivalente al efectivo | 301.554 | 3.900.526 | 4.202.080 |
| Totales | 13.294.791 | 3.900.526 | 17.195.317 |

b) Pasivos Financieros

| Al 31 de diciembre 2013 | Préstamos y cuentas por pagar M\$ | Total M\$ |
|---|--------------------------------------|------------------|
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 1.997.301 | 1.997.301 |
| Cuentas por pagar a empresas relacionadas | 1.564.179 | 1.564.179 |
| Totales | 3.561.480 | 3.561.480 |

| Al 31 de diciembre 2012 | Préstamos y cuentas por pagar M\$ | Total M\$ |
|---|--------------------------------------|------------------|
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 1.864.645 | 1.864.645 |
| Cuentas por pagar a empresas relacionadas | 987.117 | 987.117 |
| Totales | 2.851.762 | 2.851.762 |

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 31-12-2013 | Valor Libro M\$ | Valor Justo M\$ |
|--|--------------------|--------------------|
| Inversiones mantenidas al costo amortizado: | | |
| Efectivo en caja | 218.622 | 218.622 |
| Saldo en Bancos | 82.932 | 82.932 |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes | 3.862.500 | 3.862.500 |

| Pasivos Financieros al 31-12-2013 | Valor Libro M\$ | Valor Justo M\$ |
|---|--------------------|--------------------|
| Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado: | | |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 1.997.301 | 1.997.301 |

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:

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.

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 2013 y 2012, es el siguiente:

| Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar | Corrientes | |
|--|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Cuentas por pagar bienes y servicios | 873.681 | 1.235.836 |
| Proveedores por compra de combustible y gas | 651.895 | 242.377 |
| Cuentas por pagar importación en tránsito | 51.069 | 73.728 |
| Dividendos por pagar a terceros | 99.206 | 68.365 |
| Cuentas por pagar instituciones fiscales | 20.404 | 20.314 |
| Otras cuentas por pagar | 301.046 | 224.025 |
| Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 1.997.301 | 1.864.645 |

15 Provisiones

15.2 Provisiones corrientes

15.2.6 Otras provisiones a corto plazo

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| Provisiones | Corriente | |
|--------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Otras provisiones (Multas y Juicios) | 16.778 | 43.160 |
| Total | 16.778 | 43.160 |

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2013 y 2012, es el siguiente:

| Otras Provisiones a Corto Plazo | Otras Provisiones M\$ |
|---|--------------------------|
| Saldo inicial al 01 de enero de 2013 | 43.160 |
| Movimientos en provisiones | |
| Provisiones adicionales | 6.394 |
| Incremento (decremento) en provisiones existentes | (3.473) |
| Provisión utilizada | (29.303) |
| Reversos de provisión no utilizada | - |
| Total movimientos en provisiones | (26.382) |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2013 | 16.778 |

| Otras Provisiones a Corto Plazo | Otras Provisiones M\$ |
|---|-----------------------|
| Saldo inicial al 01 de enero de 2012 | 86.451 |
| Movimientos en provisiones | |
| Provisiones adicionales | 37.275 |
| Incremento (decremento) en provisiones existentes | (30.990) |
| Provisión utilizada | (23.483) |
| Reversos de provisión no utilizada | (26.093) |
| Total movimientos en provisiones | (43.291) |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2012 | 43.160 |

15.2.7 Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados | Corriente | |
|---|----------------|----------------|
| | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Vacaciones del personal (costo vacaciones) | 94.836 | 135.473 |
| Provisión por beneficios anuales | 283.857 | 285.375 |
| Totales | 378.693 | 420.848 |

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el año 2013 y 2012, es el siguiente:

| Provisiones | Por vacaciones del personal | Por beneficios anuales | Total M\$ |
|--|-----------------------------|------------------------|-----------------|
| Saldo inicial al 01 de enero de 2013 | 135.473 | 285.375 | 420.848 |
| Movimientos en provisiones | | | |
| Provisiones adicionales | - | - | - |
| Incremento (decremento) en provisiones existentes. | 94.748 | 500.590 | 595.338 |
| Provisión utilizada | (135.385) | (502.108) | (637.493) |
| Reversos de provisión no utilizada. | - | - | - |
| Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo. | - | - | - |
| Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera | - | - | - |
| Otro incremento (decremento) | - | - | - |
| Total movimientos en provisiones | (40.637) | (1.518) | (42.155) |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2013 | 94.836 | 283.857 | 378.693 |

| Provisiones | Por vacaciones del personal | Por beneficios anuales | Total M\$ |
|--|-----------------------------|------------------------|----------------|
| Saldo inicial al 01 de enero de 2012 | 122.682 | 194.521 | 317.203 |
| Movimientos en provisiones | | | |
| Provisiones adicionales | - | - | - |
| Incremento (decremento) en provisiones existentes. | 45.835 | 403.709 | 449.544 |
| Provisión utilizada | (33.044) | (312.855) | (345.899) |
| Reversos de provisión no utilizada. | - | - | - |
| Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo. | - | - | - |
| Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera | - | - | - |
| Otro incremento (decremento) | - | - | - |
| Total movimientos en provisiones | 12.791 | 90.854 | 103.645 |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2012 | 135.473 | 285.375 | 420.848 |

15.3 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Indemnizaciones por años de servicio | 294.494 | 260.934 |
| Totales | 294.494 | 260.934 |

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el año 2013 y 2012, es el siguiente:

| Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados | M\$ |
|--|----------------|
| Saldo inicial al 1 de enero de 2013 | 260.934 |
| Costo por intereses | 16.140 |
| Costo del servicio del período | 25.698 |
| Pagos en el período | (7.242) |
| Variación actuarial | (1.036) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2013 | 294.494 |

| Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados | M\$ |
|--|----------------|
| Saldo inicial al 1 de enero de 2012 | 233.141 |
| Costo por intereses | 15.391 |
| Costo del servicio del período | 18.621 |
| Pagos en el período | (11.610) |
| Variación actuarial | 5.391 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2012 | 260.934 |

c) Los montos registrados en los resultados integrales son los siguientes:

| Total Gasto reconocimiento en el estado de resultados integrales | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Costo por intereses | 16.140 | 15.391 |
| Costo del servicio del período | 25.698 | 18.620 |
| Total Gasto reconocimiento en el estado de resultados | 41.838 | 34.011 |
| Pérdida (ganancia) actuarial plan de beneficio definidos | (1.036) | 5.391 |
| Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales | 40.802 | 39.402 |

d) Hipótesis actuariales utilizadas

| | |
|--|-------------------|
| Tasa de descuento (nominal) | 7,00% |
| Tasa esperada de incremento salariales (nominal) | 4,50% |
| Tablas de mortalidad | RV2009H / RV2009M |
| Tasa de rotación | 2,50% |
| Edad de retiro | 65 H / 60 M |

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

| Sensibilización de la tasa de descuento | Disminución de 1% M\$ | Incremento de 1% M\$ |
|---|--------------------------|-------------------------|
| Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento (disminución) de pasivo | 25.570 | (22.145) |

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

| Sensibilización de incremento salarial | Disminución de 1% M\$ | Incremento de 1% M\$ |
|---|--------------------------|-------------------------|
| Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento (disminución) de pasivo | (22.867) | 25.966 |

f) Antes de la aplicación de la modificación a la NIC 19, la Sociedad registraba todos los efectos de cambio de su pasivo actuarial en el Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida). Con la entrada en vigencia de la mencionada enmienda, y según el criterio contable descrito en la Nota 2.16, la Sociedad reclasificó desde Ganancia (pérdida) de Resultado Integral a Otro Resultado Integral, las Ganancias y pérdidas actuariales registradas en 2012. Al 31 de diciembre de 2013 el efecto fue un abono neto de M\$829. Al 31 de diciembre de 2012 el valor reclasificado implicó un cargo neto a Otro resultado integral de M\$4.313

15.4 Juicios y multas

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

15.4.6 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

| Empresa | Tribunal | N° Rol | Origen | Etapas Procesal | Monto M\$ |
|-----------|------------------------------|-----------|------------------------------|---|---------------|
| EDELAYSEN | Juzgado de Letras de Chaitén | 005-2008 | Demanda de comodato precario | Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión. | Indeterminado |
| EDELAYSEN | Juzgado de Letras de Chaitén | C-14-2013 | Demanda de precario | Pendiente en primera instancia | Indeterminado |

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los 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.

15.4.7 Multas

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

| Empresa | Resolución y fecha | Organismo | Concepto | Estado | Monto comprometido M\$ |
|---|-------------------------------------|-----------|--|---------------------------------|------------------------|
| EDELAYSEN | Res. Ex. 080 de fecha 31.07.13 | SEC | Calidad de Servicio | Pendiente Recurso de Reposición | 4.077 |
| EDELAYSEN | REX 95 de fecha 16.10.13 | SEC | Calidad de servicio. | Judicializada | 2.039 |
| Multas pendientes de resolución de años anteriores | | | | | |
| EDELAYSEN | Res. Ex. 96 DRX de fecha 20.06.2011 | SEC | Infracción comunicación puesta en servicio | Judicializada | 1.223 |
| EDELAYSEN | Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012 | SEC | Calidad de suministro | Judicializada. | 2.936 |

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 los años 2013 y 2012, es el siguiente:

| Otros pasivos no financieros corrientes | Saldo al | |
|--|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Otras obras de terceros y Subvenciones Gubernamentales (Obras FNDR) | 448.621 | 652.739 |
| Total otros pasivos no financieros corrientes | 448.621 | 652.739 |

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 2.14.2

17 Patrimonio

17.2 Patrimonio neto de la sociedad

17.2.6 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el capital social de EDELAYSEN ascendía a M\$ 37.005.894. Y está representado por 37.577.393 acciones serie única suscritas y pagadas.

17.2.7 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2013 se ratificó el reparto de dividendos, estos se pagaron a partir del día 29 de mayo 2013 de las utilidades correspondientes al año 2012, lo que significó la distribución de M\$993.830.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2012 se ratificó el reparto de dividendos, estos se pagaron a partir del día 25 de mayo del 2012 de las utilidades correspondientes al año 2011, lo que significó la distribución de M\$1.145.000.

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.

17.2.8 Otras reservas

El saldo de otras reservas para los años 2013 y 2012, es el siguiente:

| | Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$ | Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$ | Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$ |
|---|---|--|---|
| Reserva de ganancias o pérdidas actuariales | (4.313) | 829 | (3.484) |
| Otras reservas varias | 871.173 | | 871.173 |
| Totales | 866.860 | 829 | 867.689 |

| | Saldo al 01 de enero de 2012 M\$ | Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$ | Saldo al 31 de diciembre de 2012 |
|---|-------------------------------------|--|----------------------------------|
| Reserva de ganancias o pérdidas actuariales | | (4.313) | (4.313) |
| Otras reservas varias | 871.173 | - | 871.173 |
| Totales | 871.173 | (4.313) | 866.860 |

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.

17.2.9 Ganancias acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

| | Utilidad líquida distribuíbles acumulada M\$ | Ganancia (pérdida acumulada) M\$ |
|--|---|---|
| Saldo Inicial al 1/01/2013 | 26.057.020 | 26.057.020 |
| Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora | 4.823.666 | 4.823.666 |
| Provisión dividendo mínimo del período | (1.447.100) | (1.447.100) |
| Saldo final al 31/12/2013 | 29.433.586 | 29.433.586 |

La utilidad distribuible del año 2013, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2013, esto es M\$4.823.666.

| | Utilidad líquida distribuíbles acumulada M\$ | Ganancia (pérdida acumulada) M\$ |
|--|---|---|
| Saldo Inicial al 1/01/2012 | 23.734.011 | 23.734.011 |
| Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora | 3.312.765 | 3.312.765 |
| Ajuste por calculos actuariales | 4.313 | 4.313 |
| Reverso provisión y pago dividendo año anterior | (239) | (239) |
| Provisión dividendo mínimo del período | (993.830) | (993.830) |
| Saldo final al 31/12/2012 | 26.057.020 | 26.057.020 |

La utilidad distribuible del año 2012, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2012, esto es M\$3.312.765.

17.3 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.

17.4 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 2013 y 2012, es el siguiente:

| Ingresos de Actividades Ordinarias | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Venta de Energía | 17.342.913 | 15.743.813 |
| Ventas de energía | 17.342.913 | 15.743.813 |
| Otras Prestaciones y Servicios | 571.970 | 491.773 |
| Apoyos | 59.284 | 53.035 |
| Arriendo de medidores | 58.375 | 56.127 |
| Cortes y reposición | 178.952 | 148.477 |
| Pagos fuera de plazo | 245.914 | 205.623 |
| Otros | 29.445 | 28.511 |
| Totales Ingresos de Actividades Ordinarias | 17.914.883 | 16.235.586 |

Según indicado en Nota 13.1 letra b), en 2013 se publicaron nuevas tarifas de distribución, cuya aplicación generó mayores ingresos por M\$ 715.000, (de este valor M\$ 115.000 corresponden a la liquidación retroactiva del año 2012, fecha de aplicación del Decreto).

| Otros Ingresos, por naturaleza | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|-------------------|-------------------|
| Otros Ingresos | | |
| Construcción de obras y trabajos a terceros | 622.985 | 572.221 |
| Venta de materiales y equipos | 123.761 | 289.404 |
| Arrendamientos | 6.136 | 7.333 |
| Intereses Créditos y Préstamos | 5.552 | 5.408 |
| Ingresos por venta al detalle de productos y servicios | 224.888 | 199.804 |
| Otros Ingresos | 94.899 | 91.101 |
| Totales Otros ingresos, por naturaleza | 1.078.221 | 1.165.271 |

19 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

| Materias primas y consumibles utilizados | Saldo al | |
|---|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Combustibles para generación y materiales | 6.516.312 | 6.462.705 |
| Totales Materias primas y consumibles utilizados | 6.516.312 | 6.462.705 |

20 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

| Gastos por Beneficio a los Empleados | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|-------------------|-------------------|
| Sueldos y salarios | 1.418.472 | 1.486.375 |
| Otros beneficios a los empleados a corto plazo | 206.313 | 217.198 |
| Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos | 58.325 | 49.308 |
| Activación costo de personal | (152.509) | (212.913) |
| Totales | 1.530.601 | 1.539.968 |

21 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| Depreciación y Amortización | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|
| Depreciaciones | 2.059.920 | 1.935.027 |
| Amortizaciones de Intangibles | 433 | 434 |
| Totales | 2.060.353 | 1.935.461 |

22 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| Otros Gastos por Naturaleza | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico | 794.696 | 625.325 |
| Sistema Generación | 1.152.867 | 1.105.161 |
| Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial | 506.395 | 466.220 |
| Operación vehículos, Viajes y Viáticos | 139.631 | 151.068 |
| Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones | 13.562 | 11.620 |
| Provisiones y Castigos | 88.764 | 62.437 |
| Gastos de Administración | 534.030 | 639.538 |
| Otros Gastos por Naturaleza | 494.705 | 362.256 |
| Totales Otros Gastos por Naturaleza | 3.724.650 | 3.423.625 |

23 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| Ingresos Financieros | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|-------------------|-------------------|
| Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes | 103.171 | 192.351 |
| Otros ingresos financieros | 507.355 | 444.546 |
| Totales Ingresos Financieros | 610.526 | 636.897 |

| Costos Financieros | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--------------------------------|-------------------|-------------------|
| Otros Gastos Financieros | (1.441) | (1.598) |
| Total Costo Financieros | (1.441) | (1.598) |

| | | |
|---|---------------|----------------|
| Resultado por unidades de reajuste | 20.724 | 29.470 |
| Diferencias de cambio | 2.602 | (3.089) |
| Negativas | 2.602 | (3.089) |
| Total Costo Financiero | 21.885 | 24.783 |

| | | |
|-----------------------------------|----------------|----------------|
| Total Resultado Financiero | 632.411 | 661.680 |
|-----------------------------------|----------------|----------------|

24 Hechos Posteriores

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

25 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

| Concepto del desembolso | Concepto del costo | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|-------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| Asesorías medioambientales | Costo | 154 | 264 |
| Gestión de residuos | Costo | 7.115 | 9.310 |
| Otros gastos medioambientales | Costo | - | 902 |
| Proyectos de inversión | Inversión | 12.544 | 37.151 |
| Totales | | 19.812 | 47.628 |

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 2013 son las siguientes según beneficiario relevante:

| Acreedor de la garantía | Relación | Activos comprometidos | | Total | Fecha Liberación Garantía | |
|--------------------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------|------------|---------------------------|------------|
| | | Tipo de garantía | Moneda | | 2014 | 2015 |
| Director de Vialidad | Garantiza obra en construcción | Boleta de garantía | UF | 59.439.378 | 40.791.730 | 18.647.648 |
| Director de Vialidad Región de Aysen | Garantiza obra en construcción | Boleta de garantía | USD | 6.992.868 | 6.992.868 | - |
| Serviu Undecima Region Aysen | Garantiza obra en construcción | Boleta de garantía | UF | 372.953 | 372.953 | - |
| Totales | | | | 66.805.199 | 48.157.551 | 18.647.648 |

27 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2013 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\$6.862. En 2012 no se recibieron garantías.

28 Moneda Extranjera

| ACTIVOS | Moneda extranjera | Moneda funcional | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|---|-------------------|------------------|----------------|----------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | | |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo | Dólar | Peso chileno | - | - |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | U.F. | Peso chileno | 10.342 | 2.778 |
| TOTAL ACTIVOS CORRIENTES | | | 10.342 | 2.778 |
| ACTIVOS NO CORRIENTE | | | | |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | U.F. | Peso chileno | 49.008 | 6.427 |
| TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES | | | 49.008 | 6.427 |
| TOTAL ACTIVOS | | | 59.350 | 9.205 |

Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Al 31 de diciembre de 2013

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

| | Dic-13 MM\$ | Dic-12 MM\$ | Diferencia MM\$ | Variación % |
|-----------------------------------|------------------------|------------------------|----------------------------|------------------------|
| Activos Corrientes | 19.620 | 15.722 | 3.898 | 25% |
| Activos No Corrientes | 57.293 | 57.430 | (137) | (0%) |
| Total Activos | 76.913 | 73.152 | 3.761 | 5% |
| Pasivos Corrientes | 4.544 | 4.219 | 325 | 8% |
| Pasivos No Corrientes | 5.062 | 5.003 | 59 | 1% |
| Patrimonio | 67.307 | 63.930 | 3.377 | 5% |
| Total Pasivos y Patrimonio | 76.913 | 73.152 | 3.761 | 5% |

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$3.761 respecto de diciembre de 2012, explicado principalmente por un aumento en los Activos Corrientes de MM\$3.898.

La variación positiva del ítem de Activos Corrientes, se explica principalmente por:

- a) Aumento del Efectivo y Equivalentes al Efectivo por MM\$2.412, originado por un mayor cobro de ventas y una menor inversión en activo fijo, en comparación con el ejercicio anterior.
- b) Aumento en Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas por MM\$923, por incremento en préstamos otorgados a entidades relacionadas (Sociedad Austral de Electricidad S.A.).

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$384 respecto de diciembre de 2012, explicado por un Aumento en los Pasivos Corrientes de MM\$325 y un aumento en los Pasivos No Corrientes por MM\$59.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por mayores cuentas por pagar a Entidades Relacionadas por MM\$577, por mayor préstamo de empresa relacionada (Sociedad Austral de Electricidad S.A.).

Lo anterior, compensado parcialmente con disminución de Otros Pasivos no Financieros (MM\$204), por menores aportes de subsidios FNDR y de terceros, para construcción de obras.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM\$3.377, respecto de diciembre de 2012, explicado por el resultado del ejercicio (MM\$4.824), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo del periodo (MM\$1.447).

Principales Indicadores:

| | | Unidad | Dic-13 | Dic-12 | Var. % |
|------------------------|---|--------|--------|--------|---------|
| Liquidez | Liquidez Corriente (1) | Veces | 4,3 | 3,7 | 15,9% |
| | Razón Ácida (2) | Veces | 4,0 | 3,4 | 17,2% |
| Endeudamiento | Deuda / Patrimonio Neto (3) | Veces | 0,1 | 0,1 | -1,1% |
| | Cobertura Gastos Financieros (4) | Veces | 7.221 | 2.987 | 141,7% |
| Composición de pasivos | Deuda CP / Deuda Total (5) | % | 47,3% | 45,7% | 3,4% |
| | Deuda LP / Deuda Total (6) | % | 52,7% | 54,3% | (2,9%) |
| Actividad | Inversiones en activo fijo | MM\$ | 2.862 | 6.700 | (57,3%) |
| | Rotación de inventarios (7) | Veces | 2,0 | 5,1 | (60,0%) |
| | Permanencia de inventarios (8) | Días | 181 | 72 | 149,1% |
| | Rotación de cuentas por cobrar (9) | Días | 143,9 | 141,0 | 2,0% |
| Financiero | Ebitda (12 meses móviles) (10) | MM\$ | 7.222 | 5.969 | 21,0% |
| Rentabilidad | Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11) | % | 7,35% | 5,28% | 39,1% |
| | Rentabilidad del Activo (anualizado) (12) | % | 6,43% | 4,62% | 39,2% |
| | Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13) | % | 9,09% | 7,36% | 23,4% |
| | Utilidad por acción (14) | \$ | 130,36 | 89,63 | 45,4% |

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(2) Razón Ácida:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(3) Deuda / Patrimonio:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

(4) Cobertura Gastos Financieros:

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación}^*}{\text{Costos Financieros}}$$

* Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.

(5) Deuda CP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(6) Deuda LP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(7) Rotación de Inventarios:

$$= \left(\frac{\text{Inversión Total **}}{(\text{Inventarios Corrientes actual} + \text{Inventarios Corrientes año anterior}) / 2} \right) \times \left(\frac{366 \text{ días}}{\text{días acum. año}} \right)$$

**Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2013 la Sociedad no considera inversiones con subsidios, mientras que en el 2012, MM\$4.

(8) Permanencia de Inventarios:

$$= \left(\frac{1}{\text{Rotación de Inventarios}} \right) \times 366$$

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \times 1,19} \right) \times 360$$

(10) Ebitda (12 meses móviles):

= Corresponde al Resultado Bruto de Explotación (presentado en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida), de este Análisis Razonado) de 12 meses móviles.

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior}) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior}) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Resultado Bruto de la explotación *}}{(\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2}$$

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:

$$= \frac{\text{Utilidad Sociedad (en pesos)}}{\text{Total número de acciones}}$$

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

| | Dic-13 MM\$ | Dic-12 MM\$ | Diferencia MM\$ | Variación % |
|--|----------------|----------------|--------------------|----------------|
| Ingresos de explotación | 18.993 | 17.401 | 1.592 | 9% |
| Materias primas y consumibles utilizados | (6.516) | (6.463) | (53) | 1% |
| Margen de contribución | 12.477 | 10.938 | 1.539 | 14,1% |
| Gasto por Beneficio a los Empleados | (1.531) | (1.540) | 9 | (1%) |
| Otros gastos por naturaleza | (3.725) | (3.424) | (301) | 9% |
| Resultado bruto de explotación | 7.221 | 5.974 | 1.247 | 20,9% |
| Gasto por Depreciación y Amortización | (2.060) | (1.935) | (125) | 6% |
| Resultado de explotación | 5.161 | 4.039 | 1.122 | 27,8% |
| Resultado Financiero | 632 | 662 | (30) | (5%) |
| Otras Ganancias (Pérdidas) | (7) | 7 | (14) | (200%) |
| Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto | 5.786 | 4.708 | 1.078 | 23% |
| Gasto por Impuestos a las Ganancias | (962) | (1.391) | 429 | (31%) |
| Ganancia (Pérdida) | 4.824 | 3.317 | 1.507 | 45% |

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM\$1.122, lo que se explica por mayor margen de contribución por MM\$1.539, principalmente por un aumento en el margen de distribución de MM\$1.178 por incremento en tarifas de distribución¹, disminución en pérdidas de energía e incremento en las ventas físicas (4,5%). Lo anterior, compensado parcialmente por mayores gastos en Ítem Otros Gastos por Naturaleza MM\$301, principalmente por aumento de costos asociados a calidad de servicio, operación y mantención del sistema de generación.

¹ Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en MM\$30 con respecto al ejercicio anterior, principalmente por menores ingresos financieros de MM\$26.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2013, obtuvo utilidades por MM\$4.824, lo que implicó un aumento del 45% respecto de diciembre de 2012.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

| Flujo de Efectivo | Dic-13 MM\$ | Dic-12 MM\$ | Diferencia MM\$ | Variación % |
|---------------------------------|----------------|----------------|--------------------|----------------|
| de la Operación | 7.104 | 7.134 | (30) | (0%) |
| de la Inversión | (3.710) | (10.414) | 6.704 | (64%) |
| de Financiación | (983) | (1.135) | 152 | (13%) |
| Flujo neto del período | 2.411 | (4.415) | 6.826 | (155%) |
| Variación en la tasa de cambio | 1 | (3) | 4 | (133%) |
| Incremento (disminución) | 2.412 | (4.418) | 6.830 | (155%) |
| Saldo Inicial | 1.790 | 6.208 | (4.418) | (71%) |
| Saldo Final | 4.202 | 1.790 | 2.412 | 135% |

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$4.202, mayor en un 135% respecto de diciembre de 2012.

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

- 1) Menor flujo negativo de efectivo utilizado en actividades de inversión, originado por menores compras en propiedades, planta y equipo y menor otorgamiento de préstamos a entidades relacionadas.

IV. Mercados en que participa.

Edelayesen 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.

Al 31 de diciembre de 2013 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa Edelayesen.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos 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.

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.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como “Ley Corta I” y “Ley Corta II”, respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 conocida como la “Ley Net Metering” que fomenta la generación distribuida residencial, lo que de acuerdo a la opinión de la Sociedad no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como “Ley de Concesiones” el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros. Por otra parte, durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

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.

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

b) Fijación de tarifas de distribución y generación

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. 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. Las nuevas tarifas de la

Sociedad de distribución implicaron un aumento de sus ingresos para 2013 (respecto de las tarifas de 2012).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de generación y transporte de energía contratada requerida por la Sociedad para abastecer la demanda de sus clientes, denominados precios de nudo. 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. El próximo proceso de fijación tarifaria para precios de generación comenzó en el segundo semestre de 2013 y se espera finalice en el segundo semestre de 2014. Las tarifas asociadas al proceso en curso comenzarían a regir a partir de noviembre de 2014.

Adicionalmente los precios de nudo de estos sistemas incluyen en su fórmula de indexación las distintas variables que la afectan (petróleo, dólar, IPC y mano de obra). Estos precios son fijados mediante emisión de Decretos y son publicados en el Diario Oficial. Independiente de la fecha de publicación, su vigencia es a partir de mayo y noviembre de cada año.

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.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección respecto de los dictámenes antes mencionados, los que fueron desestimados con fecha 31 de diciembre de 2013. Se espera que durante el primer trimestre del 2014 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de toma de razón en la Contraloría General de la República y una vez resueltos los nuevos recursos presentados por empresas distribuidoras tanto a la misma Contraloría como ante la Corte Suprema.

2) Riesgos Financieros

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

2.1) Riesgos Tipo de Cambio

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

2.2) Riesgo Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 70% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía, tales como el IPC y el IPP (índice de precios al productor), el resto está indexado a variables como el petróleo y el tipo de cambio.

Hasta la fecha la Sociedad mantiene una política de no administrar este tipo de indexaciones, ya que persiguen, en el mediano plazo compensar las variables a las que están sujetos los costos de la Sociedad (costos de personal, petróleo, contratistas y otros).

2.3) Riesgo Tasa de Interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2013, 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.

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 un contrato de línea 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.

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 venta al detalle de productos y servicios 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 venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 a 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 | 33% | 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.