



Reporte Anual 2014

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	10
Directorio	11
Administración	12
Estructura Organizativa	14
Marcha de la Empresa	15
Línea de Tiempo	18
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	21
Actividades de la Sociedad	25
Factores de Riesgo	28
Gestión Financiera	32
Información Financiera	34
Hechos Relevantes	35

Declaración de Responsabilidad	36
Estados Resumidos	37
Estados Financieros	39

Carta del Presidente del Directorio

Estimados clientes, inversionistas, colaboradores y autoridades, les saludo y por encargo del Directorio pongo a vuestra disposición la memoria anual del ejercicio 2014, que da cuenta de las actividades de las empresas que conforman el Grupo Saesa.

Durante 2014 hemos logrado consolidarnos como un grupo empresarial que pone en el centro a las personas, y que es capaz de crecer de manera decidida y firme a lo largo de todo el territorio nacional, sin dejar de lado en este esfuerzo la identidad de cada una de nuestras empresas, y su importante vinculación a las comunidades que pertenecen.

Estamos convencidos que hoy no es posible hacer empresa sin mantener un diálogo abierto con nuestro entorno, el cual permita trabajar en proyectos que otorguen valor a las comunidades, y que tengan como denominador común el desarrollo sustentable de la sociedad. Estamos convencidos de que las legítimas demandas de nuestros clientes y sus preocupaciones deben ser las nuestras. Una atención alegre, empática, cercana, puede ser la clave para resolver muchas dificultades que enfrentamos día a día en diversos ámbitos, y el camino para avanzar hacia soluciones compartidas.

Hoy nos hemos propuesto estar más cerca de nuestros clientes, y a partir del diálogo dar solidez a cada uno de nuestros proyectos e inversiones. La modernización de nuestros canales de atención y contacto con nuestros clientes, los paneles de grandes clientes y el relacionamiento con organizaciones vecinales y comunidades dan cuenta de este esfuerzo permanente.

Durante 2014 logramos plasmar un avance muy significativo en la calidad del servicio que entregamos a lo largo de todos los territorios donde operamos, y prueba de ello es que nos ubicamos en el 2° lugar en el Ranking de Calidad de Servicio que publica anualmente la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Nuestro crecimiento actual se expresa a través de nuestros más de 770 mil clientes en distribución, en 5 regiones del país, quienes nos desafían permanentemente a ir un paso adelante sin perder nuestra esencia y visión.

Bajo estas convicciones, hicimos historia en 2014 al llegar al Norte Grande del país, en particular al Desierto de Atacama. El objetivo fue cumplir con un desafío de Estado para Chile y una prioridad para el European Southern Observatory (ESO): conectar el mayor complejo astronómico, Armazones Paranal. Con una inversión estimada de US\$12,5 millones, la nueva línea de transmisión (66 kV) entrará en operación hacia fines de 2017. Adicionalmente, en el mes de septiembre el Grupo Saesa firmó un contrato para la construcción y operación de una nueva línea de transmisión de 70 kilómetros en 220 kV, para el abastecimiento de Minera Escondida, para lo cual se creó la empresa Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN).

Nuestros progresos son el reflejo del trabajo comprometido de nuestras personas. 889 trabajadores y más de 3.200 contratistas, son un pilar fundamental para nuestra empresa. Su seguridad, bienestar y satisfacción es una prioridad, la cual se vio reflejada en el avance que obtuvimos en 2014 en el Ranking Great Place To Work, ocupando el puesto 34 entre las mejores empresas para trabajar en Chile, lo que nos enorgullece.

En el marco del legítimo interés por entregar herramientas de resguardo a nuestros trabajadores, es que durante este año, y de acuerdo a la Ley N° 20.393 que regula la responsabilidad penal de las personas jurídicas en los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y delitos de cohecho, se implementó un modelo de prevención para la Compañía certificado por Feller Rate en el mes de noviembre del 2014.

La sustentabilidad seguirá estando en el centro de nuestros proyectos. Es por eso que hemos hecho propio el compromiso de respaldar el desarrollo energético de Chile, a través de la viabilización de proyectos de Energías Renovables No Convencionales, mediante la construcción de redes de transmisión y subtransmisión. A la fecha hemos logrado conectar 25 proyectos que aportan al desarrollo energético del país.

En materia de Responsabilidad Social y Comunidades hemos seguido adelante con nuestro programa en 2 ejes: Educación y Deporte. 10 liceos entre Bío Bío y Aysén formaron parte del Programa de Liceos Eléctricos; más de 1500 alumnos de sectores rurales fueron beneficiados con la campaña A la Escuela con Energía; apoyamos el aprendizaje de lectura de 1000 niños en La Araucanía; en el basquetbol, 16 clubes uniendo 3 regiones potenciaron este deporte a través de la Liga Saesa y más de un millar de deportistas de la Región de Aysén participaron en la 2da Corrida Edelayen, por nombrar sólo algunas actividades.

El 2014 fue un año importante en términos de los resultados para la compañía, que se ve reflejado en un total de inversiones ejecutadas superior a los \$ 43.600 millones, al que se suma un plan de inversiones futuras que permitirá seguir creciendo en el servicio que entregamos. Todo ello se ha traducido además en una mejora del 9,3% en el EBITDA de la Grupo Saesa, totalizando \$80.358 millones y una mejora del 6,2% en su Resultado Operacional.

Nuestro compromiso es seguir avanzando con fuerza, diversificando nuestro negocio en todo ámbito del mercado eléctrico, pero por sobre todo manteniendo un norte claro: las personas y la sustentabilidad en cada una de nuestras iniciativas.

Invito a ustedes a revisar en detalle el desempeño del Grupo Saesa en el año 2014,

Un saludo afectuoso,



Jorge Lesser García-Huidobro

Presidente Grupo Saesa

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	Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Nombre de Fantasía	Luz Osorno
Rol Único Tributario	96.531.500-4
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.gruposaes.cl
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Entidades	N° 116
Informantes	
Fecha Inscripción Registro	09/05/2010
de Entidades Informantes	
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988, otorgada en Notaría de Osorno de don Oscar Aníbal Henríquez. Extracto autorizado inscrito a fojas 46 vta N° 35 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Osorno del año 1988.

Antecedentes Relevantes

Antecedentes Financieros

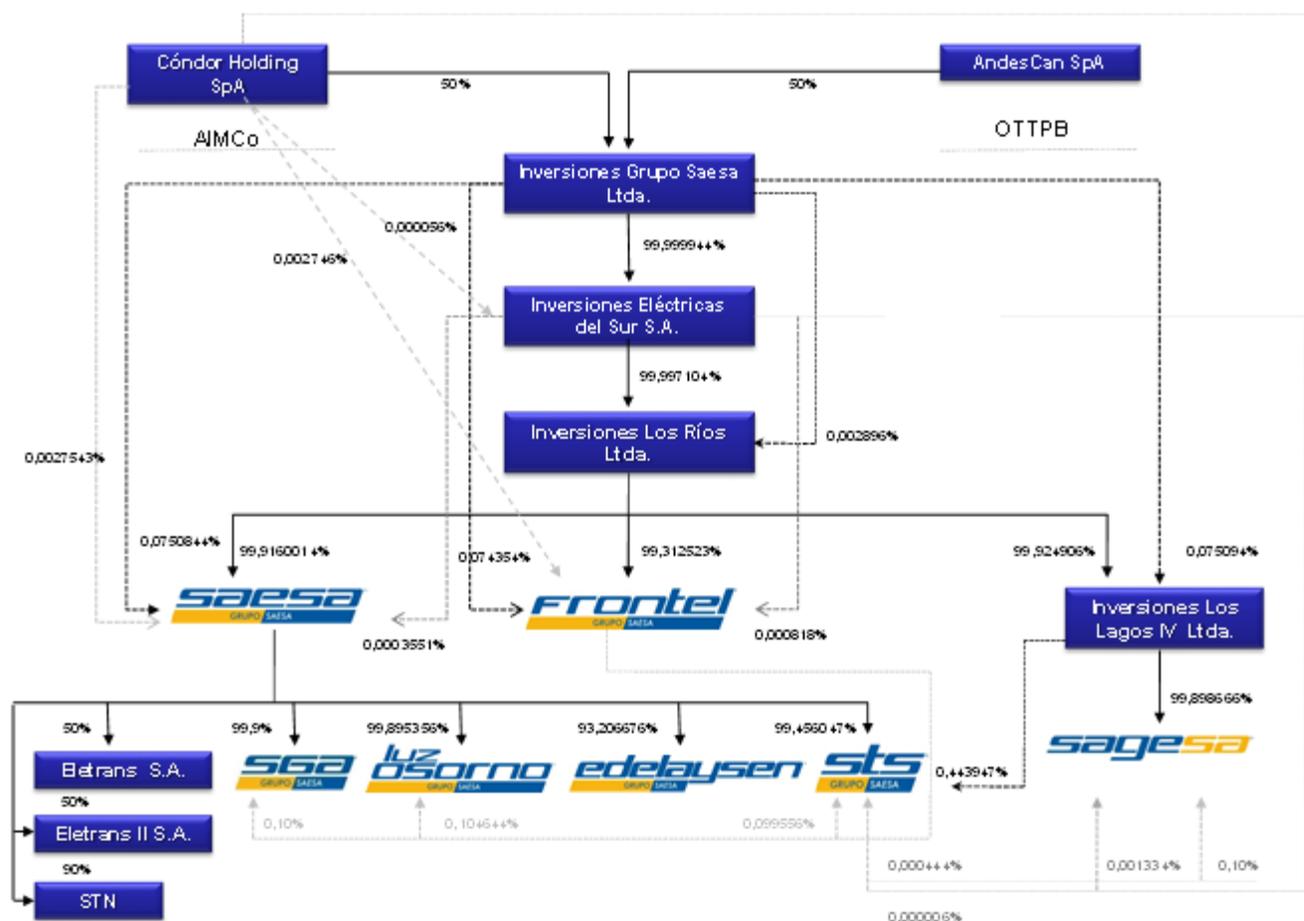
MM\$	2014	2013
Ingresos	16.647	13.184
Margen Bruto	5.151	4.560
Ganancia	2.322	1.864
Activos	22.798	20.004
Pasivos	6.820	4.088
Patrimonio	15.978	15.916
Inversiones	779	825
EBITDA	3.534	2.845

Cifras Operacionales

	2014	2013
Venta de Energía (GWh)	137	125
Clientes (Miles)	20	20
Trabajadores	27	26
Líneas MT (km)	3.736	3.728
Líneas BT (km)	670	653
MVA Instalados (MT/BT)	59	58

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 99,895356% de Luz Osorno, en forma directa.

Los accionistas de las sociedades Cóndor Holding SpA y AndesCan SpA, son sociedades extranjeras que tienen relación con fondos de inversión, por lo que no es posible identificar a las personas naturales que están detrás de las mismas.

Propiedad y Control

Los accionistas de Luz Osorno al 31 de diciembre de 2014, se conformaba de 2:

	Serie Única	
	Acciones	Participación
Socieda Austral de Electricidad S.A.	7.637	99,895356%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	8	0,104644%
	7.645	100%

Durante el año 2014, no se registraron transacciones de acciones de la 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.

Directorio

En el año 2014 el Directorio de la Sociedad, se compone de ocho integrantes. Sin embargo, al 31 de diciembre de 2014, sólo se cuenta con la participación de 7 miembros debido a la renuncia de uno de ellos. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Directores	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil Industrial/ Rut 7.011.905-6
	Waldo Fortín / Abogado / 4.556.889-K
	Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero
	María Morsillo / Ingeniero Bachiller en Ciencias / Extranjera
	Christopher Powell / Ingeniero Bachiller en Ciencias / Extranjero

Además, los siguientes miembros han formado parte del Directorio durante los últimos dos años:

Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha último nombramiento	Fecha cesación
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con mención en Economía	Director titular	30-04-2014	06-08-2014
Kevin Roseke	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director titular	30-04-2013	09-04-2014
Stacey Purcell	Extranjera	Ingeniero Comercial	Director titular	30-04-2013	09-04-2014
Olivia Steedman	Extranjera	Ingeniero Bachiller en Ciencias	Director titular	26-04-2012	30-04-2013

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 Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial Rut 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente Desarrollo Nuevos Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial Rut 7.667.414-0 / Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014

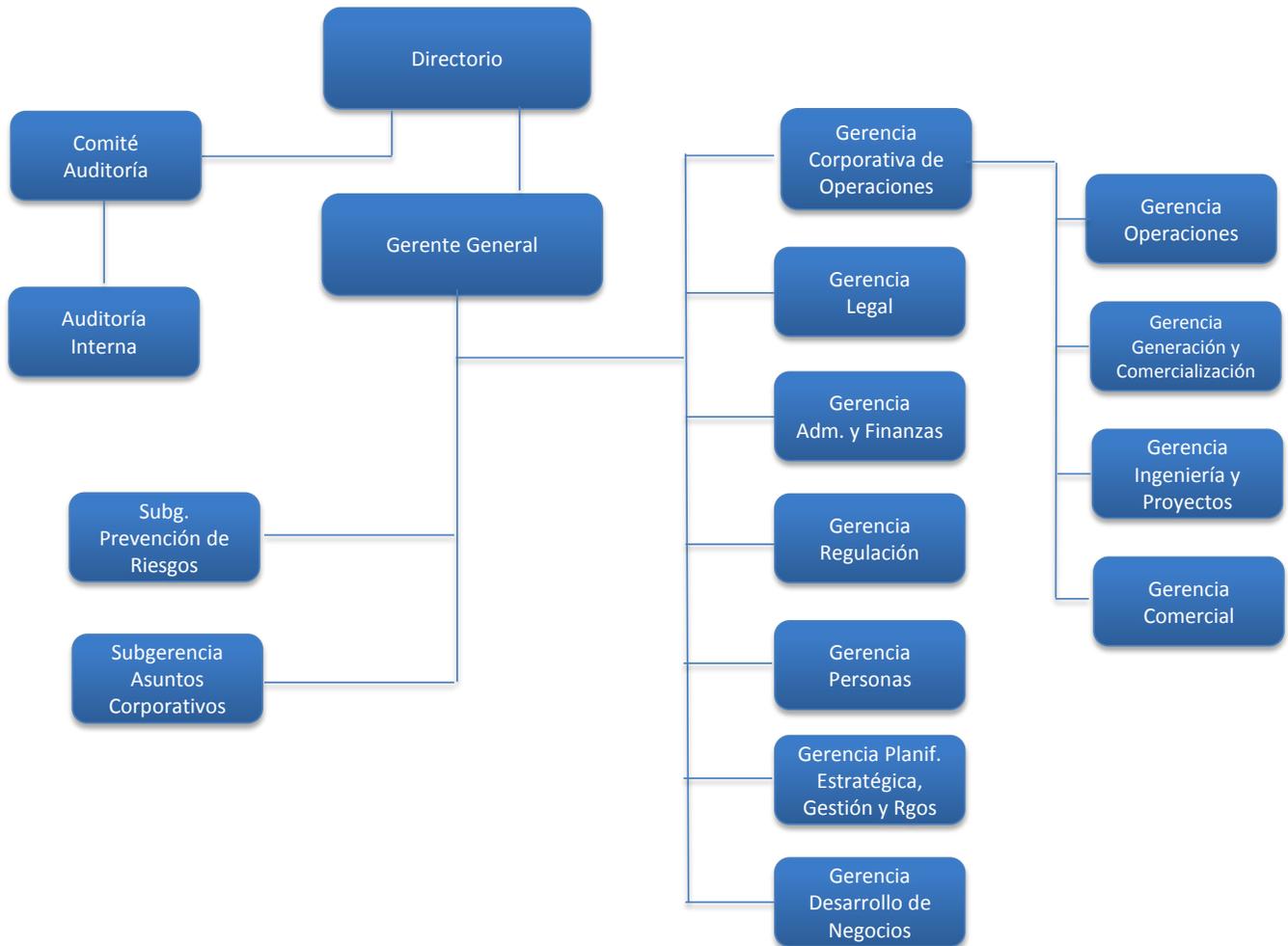
Gerente Planificación Marcela Ellwanger Hollstein /Ingeniero Comercial
Estratégica, Gestión y Riesgos Rut 12.752.648-6 /Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

Subgerente Prevención de Patricio Velásquez Soto /Ing. en Prevención de Riesgos
Riesgos Rut 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013

Auditoría Interna Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor
Rut 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 1 de enero de 2009

Subgerente Asuntos Lorena Mora Sanhueza / Periodista
Corporativos 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 sus actividades más relevantes realizadas durante el año:

EXCELENCIA OPERACIONAL

Durante el año 2014, el crecimiento marcó el quehacer del Grupo Saesa. Las ventas de energía a nuestros clientes aumentaron en un 5,5% respecto al año anterior, muy superior al SIC (Sistema Interconectado Central), el cual creció sólo un 2,5%. Ello se explica en parte por el crecimiento de la demanda de nuestros clientes residenciales, superior al 6% en el año, y por la reducción en las pérdidas de energía.

Por otro lado, nuevos desafíos dan cuenta de la llegada del Grupo Saesa hasta el norte del país, con el inicio de la construcción de la línea de Transmisión 2x220 kV Enlace - O'Higgins, Subestación Enlace y Seccionamiento Línea Angamos destinada a evacuar la central de generación Kellar (500 MW), perteneciente a BHP Billiton, y asimismo el suministro de energía en la región de Antofagasta a los observatorios ESO, Paranal - Armazones.

El compromiso de empresa socialmente responsable está presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones y financiero:

VINCULACIÓN CON LA COMUNIDAD

La piedra angular del compromiso de Responsabilidad Social Empresarial del Grupo Saesa al que la sociedad pertenece, es la calidad y continuidad de su servicio. Más allá de aquello, se ha ocupado de contribuir a la sociedad local por medio de diversos programas y acciones sociales.

El Programa de Conexión de Sedes Sociales logró conectar en 2014 a 10 sedes, beneficiando a familias de sectores rurales y vulnerables.

La campaña A la Escuela con Energía, en su 5to año de implementación llegó con útiles escolares y equipamiento audiovisual a 24 escuelas en 23 comunas de las regiones X y XI.

El Programa de Liceos Eléctricos benefició en 2014 a alumnos liceanos de tercero y cuarto medio, pertenecientes a 5 establecimientos de Paillaco, Osorno, Puerto Montt, Castro y Coyhaique. Esto es llevado a cabo en conjunto con los docentes y trabajadores voluntarios de la la empresa, haciendo clases en sala y terreno.

MEDIOAMBIENTE

Como Grupo Saesa, el compromiso por una adecuada disposición final de desechos que pueden afectar el entorno, hizo trasladar 158 toneladas de residuos peligrosos líquidos y sólidos hasta plantas de tratamiento.

Las labores de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, que forma parte de la misión de mantener las redes despejadas para asegurar la continuidad del suministro eléctrico, así como el despeje de faja para la construcción de nuevas redes, llevan a la compañía a restituir las especies arbóreas. Fue así como en el año 2014, se reforestaron 19,8 hectáreas de bosques.

NUESTRAS PERSONAS

La Gerencia de Personas realiza cada año un amplio plan de acciones dedicadas a sus trabajadores, enfocadas especialmente en su desarrollo personal, profesional, y familiar.

En 2014, la encuesta de clima organizacional obtuvo un 84% de satisfacción. Asimismo, el buen ambiente de trabajo y de desarrollo dentro de la Empresa quedó ampliamente comprobado con los 8 puestos que el Grupo Saesa avanzó en el Ranking Great Place To Work, donde ocupó el puesto 34 entre las mejores empresas para trabajar en Chile.

Las continuas acciones solidarias y de apoyo a la comunidad y el genuino interés de los trabajadores por destinar su tiempo a acciones sociales, llevaron a la compañía a crear el Voluntariado Corporativo, instancia que financia las actividades que los trabajadores organizan en pos de sus comunidades locales.

Más de 3.200 contratistas contribuyen hoy a los objetivos de toda la Compañía, para quienes se ejecuta un Programa de Desarrollo de Proveedores. Este programa tiene como objetivo apoyar proyectos que busquen mejorar la calidad y productividad de sus proveedores y contratistas, especialmente aquellos más estratégicos. Es para estos últimos particularmente que la empresa ejecuta acciones de reconocimiento y programas de apoyo, capacitación en seguridad, y su implementación.

El Día del Liniero es celebrado anualmente en el Grupo Saesa cada 21 de septiembre. Como una manera de destacar su labor comprometida y arriesgada, durante ese día, en cada zonal se llevaron a cabo emotivas ceremonias y premiaciones.

El clima organizacional es un desafío permanente y a través del programa Saesa Activo lo seguimos potenciando. Su esencia es la “Energía Positiva”, que concentró actividades como Nuestros hijos nos visitan, Vivamos el mundial, Celebraciones de días especiales, Navidad de los niños, Masajes laborales, entre otros.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

Los riesgos del trabajo con electricidad, en altura y con desplazamientos frecuentes y muchas veces a largas distancias, han sido plenamente identificados. La Subgerencia de Prevención de Riesgos desarrolló el Sistema de Gestión Macro, que concentra una serie de acciones con un solo fin, cual es anclar la cultura de seguridad en todos los ámbitos del quehacer de la Compañía.

Se realizan actividades preventivas, talleres y charlas, donde cuentan además con una plataforma digital de control y una plataforma de e-learning para procedimientos técnicos e inducción al personal nuevo.

La campaña de seguridad Estoy Seguro, permitió posicionar el autocuidado a nuestros trabajadores y contratistas, e intervenir las instalaciones con una mirada enfocada en la prevención.

Esta Subgerencia tuvo desarrollos importantes en materia preventiva, como la nueva Plataforma de Control de Velocidad, impactando fuertemente en la disminución de accidentes de tránsito en un 60% en relación al año anterior.

El conjunto de acciones y planes implementados por la Subgerencia de Prevención de Riesgos ha llevado a que los resultados en esta materia hayan mejorado notoriamente, lo que se traduce en una disminución de un 50% y 42%, en los indicadores de frecuencia y gravedad de accidentes, respectivamente.

GRANDES OBRAS

La calidad de servicio y el desarrollo de la matriz energética a través de nuevas redes para evacuación de centrales, han dado paso a la construcción de obras significativas durante 2014.

ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de las empresas del Grupo Saesa por contribuir al progreso y bienestar de las comunidades donde opera es permanente. Así se refleja en la participación de los programas de Electrificación Rural, donde en un trabajo trisectorial del Gobierno de Chile, la empresa y los beneficiarios, se hace posible la llegada de electricidad hasta los lugares más apartados.

GESTION COMERCIAL

El 2014 marcó un cambio en la gestión hacia nuestros clientes, tanto en eficiencia como en calidad de atención. Se emprendió un plan de vinculación con los grandes clientes de las distintas zonas de concesión a través de paneles virtuales, los cuales sirvieron para mantenerlos informados de las novedades del sector eléctrico.

El retail experimentó un 20% de incremento en las ventas respecto al año anterior, explicado por mantener una propuesta de valor altamente atractiva para los clientes residenciales que se tradujo en ofrecer productos y servicios de alta calidad, facilitar la atención en oficinas con ampliación de horario, además de una adecuada sintonía entre las áreas centrales y zonales con sistemas eficientes de control y monitoreo.

Buscando la modernización del servicio, se facilitó el pago del servicio a través de medios externos, y se implementaron medidores de filas en las principales oficinas y módulos de autoservicio.

Línea de Tiempo

- 1988:** El 11 de enero, la Sociedad fue constituida como sociedad anónima cerrada, con el nombre de "Sociedad de Generación y Distribución Eléctrica S.A."
- 1991:** El 11 de abril, en Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$246.780.000 millones de pesos, dividido en 12.339 acciones nominativas sin valor nominal.
- 1994:** La segunda Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 21 de julio, aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$554.052.283 millones de pesos, dividido en 20.000 acciones nominativas sin valor nominal.
- 1995:** En la Tercera Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 21 de agosto, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$734.654.284 millones de pesos, dividido en 500 acciones nominativas sin valor nominal. Asimismo, se modificó el artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose el Directorio de 3 a 5 miembros.
- 1996:** La sexta Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 15 de abril, aprobó la modificación del artículo primero de la sociedad, en lo que dice relación a la razón social de la sociedad, pasando a denominarse "Compañía Eléctrica Osorno S.A.", pudiendo usar conjunta o alternativamente los nombres de fantasía "CREO S.A." y/o "Gedelsa".
- 1998:** En Séptima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 8 de julio, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$6.930.875.844 millones de pesos, dividido en 7.645 acciones nominativas sin valor nominal.
- 1999:** La Décima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 6 de agosto, aprobó la modificación del artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose la composición del Directorio de 5 a 7 miembros.
- Con fecha 11 de noviembre, Saesa y Frontel compraron a CREO Ltda. y Pulelfu S.A., las acciones que dichas sociedades poseían en Compañía Eléctrica Osorno S.A., adquiriendo Saesa el 99,9% de las acciones y Frontel el 0,1% de la Sociedad.
- 2002** En Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 19 de agosto, se aprobó la modificación del artículo quinto de la Sociedad, disminuyéndose de 7 a 5 el número de Directores.
-

2003: Para dar cumplimiento a lo establecido en el contrato de compra, fue modificado el nombre de fantasía de CREO S.A. a Luz Osorno.

2004: En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.

Adicionalmente, se introdujeron cambios a la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando temas importantes para el desarrollo de la Compañía y reforzar su presencia regional para estar más cerca de los clientes. Se puso también en marcha un plan especial de calidad de servicio, con el propósito de obtener en el corto plazo resultados concretos en el mejoramiento de la calidad de servicios, dando respuestas más ágiles a los requerimientos técnicos y comerciales de nuestros clientes.

2005: Se reestructuró el organigrama de la Empresa, buscando abordar con éxito los desafíos del año 2005. En octubre, el Grupo Saesa anunció la inversión de US\$MM 24 para el año 2005 y el año 2006, destinados a ampliar las redes de abastecimiento y mejorar la infraestructura y tecnología en pos de la calidad del servicio.

2006: La empresa cumple con su compromiso de elevar los índices de calidad de servicio alcanzando los indicadores exigidos por la autoridad del sector, gracias a una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones.

2007: En agosto Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General. Se cumplen y superan los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

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

2009: Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$830 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.

Luz Osorno en conjunto con su Matriz Saesa y su relacionada Edelayesen 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).

2013: Mejora en índices de calidad de servicio.

2014: Con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía, se invierten en el año, M\$779 millones.

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, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el que 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 relacionada Edelayson), 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 las regiones XI y XII. 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.

- a) Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- b) Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento 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.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

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.

El Área de Influencia Común (“AIC”) es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y retiros de energía del sistema.

Distribución

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.
- 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 operando, 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

Pertencen 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. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

Actividades de la Sociedad

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como producto de uno de los procesos, en diciembre 2014 se adjudicó el 91% de las energías licitadas quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N° 2288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

En el ejercicio 2014 se efectuaron inversiones por \$779 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

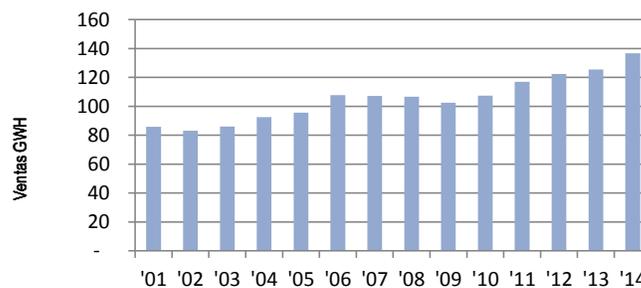
Luz Osorno representa un 2,3% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

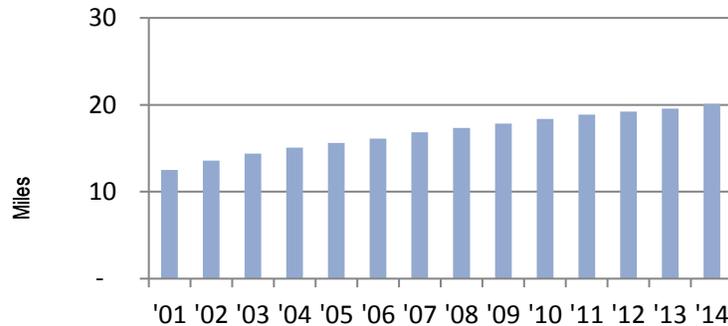
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, 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 periodo que dure la operación.

Las ventas de energía durante el 2014 alcanzaron a 137 GWh.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 20 mil clientes.



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 2014, Luz Osorno tiene 11 decretos y 4.360 km² de superficie asociada a su zona de concesión.

Proveedores y Clientes principales

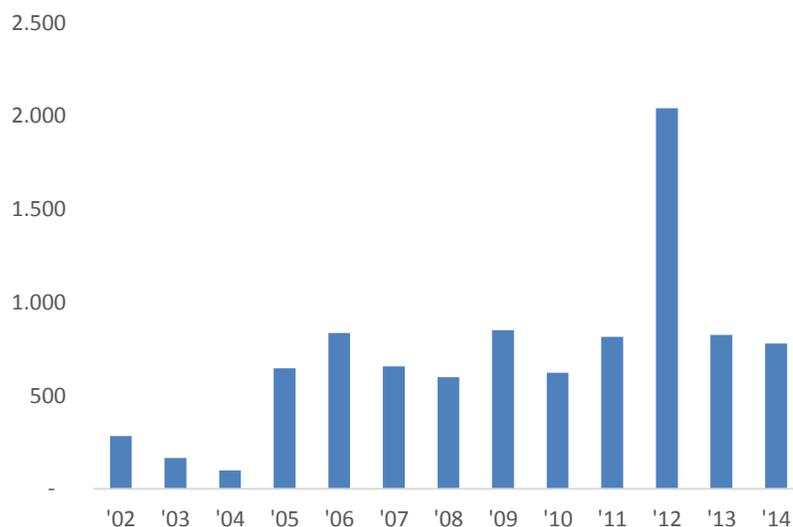
Durante el ejercicio 2014, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 100% del suministro distribuido (compras de energía y peaje), cada uno con más del 10% de representatividad en la Sociedad y su matriz.

Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de la distribuidora.

Inversiones

La Sociedad realiza un plan quinquenal de inversiones, 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 Saesa y sus filiales para el próximo periodo bordea los MM\$ 175, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2014 fue de aproximadamente \$ 779 millones.



Propiedades e Instalaciones

A continuación se indican las principales propiedades de la Sociedad, de las cuales es titular del dominio y no se encuentran bajo leasing financiero u operativo:

Empresa	Principales propiedades	Ubicación	Capacidad Instalada
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente	3.736 Líneas MT (km) 670 Líneas BT (km) 59 MVA (MT/BT)

Calidad de Servicio

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

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:

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.

En general, hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica, los cuales, dentro del 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

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 los primeros días de noviembre 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 y sus filiales de distribución implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 2,2% (base 2013).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

Para la filial Edelayen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula los precios regulados de generación, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (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. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas implicaron una disminución de los Ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales en un 0,6% anual (en base 2013).

Periódicamente se revisa la conveniencia de ofrecer servicios en los que los precios fijados por la Autoridad no permitan cubrir los costos reales de su prestación.

c) Contratos de suministro

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro realizada en diciembre de 2014.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del

período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

La Sociedad permanentemente actualiza sus proyecciones de demanda para suministro de clientes regulados, considerando la información de demanda mensual real y la información de solicitudes de conexión de nuevos clientes o ampliación de capacidad de clientes existentes. En función de lo anterior, se establecen los requerimientos para ser licitados en los distintos procesos instruidos por la Comisión. Adicionalmente, monitorea las condiciones de las demás empresas distribuidoras que eventualmente puedan requerir de los excedentes generados por otros contratos de suministro, o bien de los excedentes que otras empresas puedan poner a disposición de las empresas que presentan un déficit de abastecimiento.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

Adicionalmente, se han analizado las modificaciones propuestas y se monitorea el avance en el Congreso del proyecto de modificación a la LGSE en materias de licitación de suministro eléctrico que debiera regir para los procesos de licitación que se requieran a partir del 2015.

d) Abastecimiento de energía

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

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

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

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

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. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios y del cuales a la fecha aún no todos han sido publicados. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño mínimo para la prestación de los servicios tarifificados y no necesariamente ajustado a lo existente.

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

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

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuible es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N° 1945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2014 asciende a M\$2.321.612.

Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos 3 años son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N° 13	25/05/12	39.241	2011
Final N° 14	29/05/13	53.370	2012
Final N° 15	28/05/14	243.783	2013

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 16 de \$300.850,22890778 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.14. Este dividendo representa un 99% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 2.300.000.

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

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013 ascendía a M\$ 10.557.505, distribuido en 7.645 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 2014 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	10.557.505
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.571.750
Otras reservas	245.015
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	14.374.270

Directorio

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

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, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, María Morsillo y Christopher Powell, han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas y sus filiales. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

	Año 2014	Año 2013
Jorge Lesser G.	1.435	1.438
Iván Díaz M.	1.435	1.438
Total	2.870	2.876

Durante el año 2014 y 2013, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2014 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

La Sociedad no tiene ejecutivos contratados directamente por ella durante el ejercicio 2014.

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	Año 2014
Gerentes y ejecutivos principales	-
Profesionales y técnicos	19
Administrativos y electricistas	8
Total	27

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participa actualmente, consolidando su posición de distribuidora, en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de Valdivia y Llanquihue.

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 desarrollará.

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

Política de Dividendos

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 2014, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 9 de abril, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Directores de la Sociedad de los señores Stacey Purcell y Kevin Roseke y además, se acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 30 de abril de 2014 y proponer el pago de un dividendo final de \$ 243.783,29431001 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013.

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

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

En sesión de Directorio celebrada con fecha 6 de agosto, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Juzar Pirbhai.

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.



Jorge Lesser G / 6.443.633-3
Presidente



Iván Díaz - Molina / 14.655.033-9
Vicepresidente



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
Director Titular



Waldo Fortín Cabezas / 4.556.889-k
Director Titular



María Morsillo / Extranjera
Director Titular



Ben Hawkins / Extranjero
Director Titular



Christopher Powell / Extranjero
Director Titular



Francisco Aliende A. / 6.379.874-6
Gerente General

Estados Resumidos

Compañía Eléctrica Osorno S.A. - Luz Osorno

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	6.799.826	4.043.827
Activos No Corrientes	15.997.808	15.960.291
Total Activos	22.797.634	20.004.118

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	5.589.735	3.096.189
Pasivos No Corrientes	1.230.113	991.919
Total Pasivos	6.819.848	4.088.108
Total Patrimonio Neto	15.977.786	15.916.010
Total Patrimonio Neto y Pasivos	22.797.634	20.004.118

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
Margen Bruto	5.150.845	4.559.814
Ganancia Antes de Impuesto	2.766.558	2.270.779
Impuesto a las Ganancias	(444.945)	(407.056)
Ganancia	2.321.613	1.863.723

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	354.174	2.635.819
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(936.171)	(989.868)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(461.572)	(520.842)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(6)	-
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(1.043.575)	1.125.109
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del año	1.464.020	338.911
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al final del año	420.445	1.464.020

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial al 01/01/2014	15.916.010	14.609.547
Total de Cambios en Patrimonio	61.776	1.306.463
Saldo Final al 31/12/2014	15.977.786	15.916.010

Estados Financieros

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Compañía Eléctrica Osorno S.A., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha 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 instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera, emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en la Nota 2 a los estados financieros. La Administración también es responsable por 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 nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende 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 a 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 sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía Eléctrica Osorno S.A. al 31 de diciembre de 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.

Base de contabilización

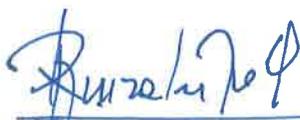
Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas. Al 31 de diciembre de 2014 y por el año terminado en esa fecha la cuantificación del cambio del marco contable también se describe en Nota 2. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.

Otros asuntos

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 de Compañía Eléctrica Osorno S.A. adjuntos, preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera y en nuestro informe de fecha 18 de marzo de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros.

Deloitte.

Marzo 11, 2015
Concepción, Chile



René González L.
12.380.681-6

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	420.445	1.464.020
Otros activos no financieros corrientes		9.559	7.837
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	5	6.180.580	2.336.995
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	6	8.539	2.149
Inventarios corrientes	7	127.713	179.836
Activos por Impuestos corrientes, corriente	8	52.990	52.990
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.		6.799.826	4.043.827
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		6.799.826	4.043.827
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	160.722	93.597
Activos intangibles distintos de la plusvalía	9	24.424	24.857
Propiedades, planta y equipo	10	15.705.405	15.753.144
Activos por impuestos diferidos	11	107.257	88.693
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		15.997.808	15.960.291
TOTAL ACTIVOS		22.797.634	20.004.118

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Situación Financiera
Al 31 de diciembre de 2014 y 2013
(En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	13	2.061.517	1.180.782
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	6	2.688.471	1.020.515
Otras provisiones corrientes	14	17.425	24.904
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	8	333.245	321.269
Otros pasivos no financieros corrientes	15	385.957	459.390
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	14	103.120	89.329
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		5.589.735	3.096.189
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		5.589.735	3.096.189
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por impuestos diferidos	11	1.160.994	941.429
Otros pasivos no financieros no corrientes	15	434	364
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	14	68.685	50.126
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		1.230.113	991.919
TOTAL PASIVOS		6.819.848	4.088.108
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	16	10.557.505	10.557.505
Ganancias acumuladas	16	5.175.266	5.110.369
Otras Reservas	16	245.015	248.136
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		15.977.786	15.916.010
Participaciones No Controladoras		-	-
TOTAL PATRIMONIO		15.977.786	15.916.010
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		22.797.634	20.004.118

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Estados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos – M\$)

Estado Resultados Integrales Ganancia	NOTA	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	17	15.992.754	12.348.670
Otros ingresos, por Naturaleza	17	654.327	835.072
Materias Primas y Consumibles Utilizados	18	(11.496.236)	(8.623.928)
Gastos por Beneficios a los Empleados	19	(423.695)	(378.381)
Gasto por Depreciación y Amortización	20	(771.584)	(610.537)
Otros Gastos por Naturaleza	21	(1.192.874)	(1.336.643)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(16.457)	(2.383)
Ingresos Financieros	22	39.570	32.727
Costos Financieros	22	(26.857)	(161)
Diferencias de Cambio	22	(6)	599
Resultados por Unidades de Reajuste	22	7.616	5.744
Ganancia Antes de Impuesto		2.766.558	2.270.779
Gasto por Impuestos a las Ganancias	11	(444.945)	(407.056)
Ganancia de Operaciones Continuas		2.321.613	1.863.723
Ganancia Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia		2.321.613	1.863.723
Ganancia, atribuible a			
Ganancia Atribuible a los Propietarios de la Controladora	16	2.321.613	1.863.723
Ganancia Atribuible a Participaciones No Controladoras			
Ganancia		2.321.613	1.863.723
Ganancia por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	303,6773	243,7833
Ganancia por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción		
Ganancia por Acción Básica	\$/acción	303,6773	243,7833

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos – M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Ganancia		2.321.613	1.863.723
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	14	(4.276)	2.321
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(4.276)	2.321
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 beneficios a los empleados de otro resultado integral	11	1.155	(464)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		1.155	(464)
Otro Resultado Integral		(3.121)	1.857
Resultado Integral Total		2.318.492	1.865.580

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (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\$	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 actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$	Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Saldo Inicial al 01/01/2014	10.557.505	-	-	-	-	-	(403)	248.539	248.136	5.110.369	15.916.010	-	15.916.010
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	10.557.505	-	-	-	-	-	(403)	248.539	248.136	5.110.369	15.916.010	-	15.916.010
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia										2.321.613	2.321.613		2.321.613
Otro resultado integral							(3.121)		(3.121)		(3.121)		(3.121)
Resultado integral											2.318.492		2.318.492
Dividendos										(2.001.088)	(2.001.088)		(2.001.088)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios											-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios										(255.628)	(255.628)		(255.628)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(3.121)	-	(3.121)	64.897	61.776	-	61.776
Saldo Final al 31/12/2014	10.557.505	-	-	-	-	-	(3.524)	248.539	245.015	5.175.266	15.977.786	-	15.977.786

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio 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 actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$	Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Saldo Inicial al 01/01/2013	10.557.505	-	-	-	-	-	(2.260)	248.539	246.279	3.805.763	14.609.547	-	14.609.547
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	10.557.505	-	-	-	-	-	(2.260)	248.539	246.279	3.805.763	14.609.547	-	14.609.547
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia										1.863.723	1.863.723		1.863.723
Otro resultado integral							1.857		1.857		1.857		1.857
Resultado integral											1.865.580		1.865.580
Dividendos										(559.117)	(559.117)		(559.117)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios											-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios											-		-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	1.857	-	1.857	1.304.606	1.306.463	-	1.306.463
Saldo Final al 31/12/2013	10.557.505	-	-	-	-	-	(403)	248.539	248.136	5.110.369	15.916.010	-	15.916.010

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Flujos de Efectivos Directos
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		15.043.780	14.626.695
Otros cobros por actividades de operación		3.324	2.304
Clases de pagos		(14.321.084)	(11.831.963)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(13.616.575)	(10.921.626)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(498.256)	(447.608)
Otros pagos por actividades de operación		(206.253)	(462.729)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(368.522)	(158.913)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		354.174	2.635.819
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		-	(201.602)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(975.741)	(820.928)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		39.570	32.662
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(936.171)	(989.868)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		1.534.000	1.032.591
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(100.000)	(1.282.591)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		-	143.843
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(1.863.723)	(408.017)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(31.849)	(6.668)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(461.572)	(520.842)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(1.043.569)	1.125.109
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(6)	-
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(6)	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(1.043.575)	1.125.109
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		1.464.020	338.911
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	4	420.445	1.464.020

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos – M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante la “Sociedad” o “Luz Osorno” fue constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988 con el nombre de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Luz Osorno distribuye energía eléctrica en el área rural de la provincia de Osorno.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Entidades Informantes con el número 116 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

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 a 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 al 31 de diciembre de 2014, han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 de la SVS del 17 de Octubre de 2014 (Ver nota cambio contable 2.3). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de marzo de 2015. Los Estados Financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés). 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 2014:

Enmiendas a NIIF o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros	Periodos 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	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 36, Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros	Periodos 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	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
CINIIF 21, Gravámenes	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014

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 vigentes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Contabilización de las adquisiciones por participaciones en operaciones conjuntas (enmiendas a NIIF 11)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura: Plantas productivas (enmiendas a la NIC 16 y NIC 41)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28) Entidades de Inversión	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

La Sociedad no ha aplicado estos pronunciamientos en forma anticipada y se encuentra evaluando los impactos que podrían generar las mencionadas normas y modificaciones en sus estados financieros en el momento de su adopción.

2.3 Cambio Contable

La Superintendencia de Valores y Seguros, en virtud de sus atribuciones, con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas a registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio, las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780.

Este pronunciamiento difiere de lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio.

Esta instrucción emitida por la SVS significó un cambio en el marco de preparación y presentación de información financiera adoptada hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó un cargo a los resultados acumulados por un importe de M\$255.628, que de acuerdo a NIIF debería ser presentado con cargo a resultados del año. (Ver nota 16.1.4)

2.4 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 consolidados se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en estos estados financieros preparados según lo indicado en nota 2.1.

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 del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el 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. También consideran como parte de los ingresos y costos de explotación, determinados montos del sistema eléctrico, entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los presentes estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias, de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos en 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.

2.5 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros comprenden los siguientes:

- Estados de Situación Financiera Clasificados anuales al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Resultados Integrales por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Flujos de Efectivo Directos por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

2.6 Bases de preparación

Los presentes estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014 han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 de la SVS del 17 de Octubre de 2014 (Ver nota cambio contable 2.3). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de marzo de 2015. Los Estados Financieros Consolidados por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés). 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).

2.7 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción.

Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre del año. 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.

2.8 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza la Sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional, se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción.

Durante el año, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

Asimismo, al cierre de cada año, 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 integral.

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:

	31.12.2014	31.12.2013
	\$	\$
Dólar Estadounidense	606,75	524,61
Unidad de Fomento	24.627,10	23.309,56

2.9 Compensación de saldos y transacciones

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

2.10 Propiedades, planta y equipo

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

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición o construcción de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al

financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo. El monto activado y la tasa de capitalización es la siguiente:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	5.166	6.667
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	4,21%	6,03%

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$49.224 al 31 de diciembre de 2014 y a M\$40.115 al 31 de diciembre de 2013. (Ver nota 19)
- 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 corresponden 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 es 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
Vehiculos	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.

2.11 Activos intangibles

2.11.1 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.

2.11.2 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 amortizaciones y pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.11.3 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 ha 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

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

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 tiene políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre el 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.

2.13 Instrumentos financieros

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

2.13.1 Activos financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Estos activos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance en que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas 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 año correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del activo financiero.

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

2.13.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.13.3 Pasivos financieros no derivados

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

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los costos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del pasivo financiero.

2.13.4 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 únicas.

2.14 Inventarios

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

2.15 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.15.1 Ingresos diferidos

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

2.15.2 Subvenciones estatales

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

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libro al cual se ha contabilizado el activo correspondiente y se reconocen en el estado de resultados integrales durante la vida útil del activo depreciable como un menor cargo por depreciación.

2.15.3 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.

2.16 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad espera desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado de situación financiera 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.

2.17 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 estado de situación representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias 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 2,86% 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.

2.18 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.

2.19 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas empresa que conforman la consolidación y 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 de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigencia cuando los activos se recuperen y los 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.

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter 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.

Lo anterior con excepción de la aplicación en el año 2014 del Oficio Circular N° 856 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), el 17 de octubre de 2014, el que establece que las diferencias en pasivos y activos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780 (ver párrafos siguiente), deben contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio (ver nota Cambio Contable).

El 29 de Septiembre de 2014, el Honorable Congreso Nacional ha dado su aprobación al Proyecto de Ley N°20.780. que modifica el Sistema de Tributación en Chile e introduce diversos ajustes al sistema tributario.

Entre otros cambios, a partir del 1 de enero de 2017 la Reforma propone dos sistemas tributarios distintos, que si bien mantienen características de integrado, se diferencian en la tasa de impuesto

de primera categoría final y en la oportunidad de pago de los impuestos terminales (impuesto global complementario o adicional).

Uno de ellos es el Sistema Atribuido, que incrementa las tasas de Impuesto de primera categoría en 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24,0% en 2016, 25% en 2017 en adelante. El otro es el Sistema Parcialmente Integrado que incrementa las tasas de impuesto de primera categoría en 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24,0% en 2016, 25,5% en 2017 y 27% en 2018 en adelante. La Sociedad ha optado preliminarmente por el Sistema Parcialmente integrado, lo que no implica que no pueda cambiar su decisión en el futuro. La decisión final debe ser tomada en Junta Extraordinaria de Accionistas (2/3 de quorum), durante el último trimestre de 2016.

2.20 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.

2.21 Ganancias por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) 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 han realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

2.22 Dividendos

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

2.23 Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el 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 actividades relacionadas con la 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.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), el que 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 relacionada Edelaysen), 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 las regiones XI y XII. 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.

3.1 Generación eléctrica

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

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

- Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, 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.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

3.2 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.

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

El Área de Influencia Común ("AIC") es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y retiros de energía del sistema.

3.3 Distribución

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones

superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

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

a) Clientes Regulados

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.
- 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 operando, 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. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.4 Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

3.4.2. Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación (nuevo régimen tarifario en Sistemas Medianos, introduce el concepto de servicio complementario como aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos tales como la regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc. y la modificación a la banda entre precios de nudo clientes libres) y en el transporte de electricidad (transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y peajes de distribución). Adicionalmente, reduce el límite de tamaño de potencia conectada para que los clientes finales puedan optar por un régimen libre de precios y adicionalmente introduce la figura del Panel de Expertos como 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.

3.4.3. Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación y a la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. En ese sentido, los principales cambios introducidos dicen relación con que las distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Para ello deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Adicionalmente, las distribuidoras no podrán traspasar a sus clientes regulados precios a nivel de generación-transporte que sobrepase en más de un 5% el precio promedio de compra del sistema. Asimismo, los niveles de precios se actualizarán cada vez que algún precio de compra experimente una variación superior al 10%. Por otra parte, los generadores tendrán la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4. Ley Tokman

En septiembre de 2007, se publica la Ley N° 20.220 que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos, ante el término anticipado de contrato de suministro o la quiebra de una empresa generadora, transmisora o distribuidora.

3.4.5. Ley ERNC

En abril de 2008, se publica la Ley N° 20.257 que introduce modificaciones a la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales.

3.4.6. Ley que crea el Ministerio de Energía

En diciembre de 2009, se publica la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales.

3.4.7. Ley Net Metering

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 que fomenta la generación distribuida residencial.

3.4.8. Ley de Concesiones

Durante octubre de 2013 se publicó la Ley N° 20.701, que modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de concesiones.

3.4.9. Ley de Licitación de ERNC

También durante 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.

3.4.10. Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

Durante febrero de 2014 se publicó la Ley N° 20.726, que modifica la LGSE, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes.

3.4.11. Otras modificaciones en curso

Hasta mediados del 2014, en el Congreso permanecía sin tramitación por casi un año el proyecto de ley conocido como 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.

A mediados de mayo del 2014, el Gobierno dio a conocer la "Agenda Energética" mediante la cual establece los pilares en que se sustentará su política energética, que incluye además las metas, objetivos establecidos y una agenda legislativa para modificaciones a la normativa vigente y puesta al día de varios Reglamentos. Dentro de los aspectos de mayor relevancia legislativa en materia de electricidad se encuentran los siguientes:

- Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados;
- Creación de nueve SEREMIS de Energía en las regiones del país donde hoy no existen;
- Modificaciones al marco legal de los sistemas de transmisión eléctrica;
- Ley de Eficiencia Energética;
- Ley de Impulso a la Geotermia;
- Modernización y Fortalecimiento de la SEC;
- Cambio al marco regulatorio de los Sistemas Medianos de Magallanes y Aysén.

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en la cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de

incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas y a precios más competitivos.

A mediados de septiembre, el Ejecutivo ingresó al Congreso una iniciativa legal que Introduce modificaciones a la LGSE, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios, relacionadas con:

- Rol del licitante y de la autoridad;
- Licitaciones de corto y largo plazo;
- Precio máximo de ofertas y revisión de precios;
- Flexibilidad para postergar el inicio del suministro;
- Flexibilidad para el criterio de evaluación de ofertas;
- Suministro sin contrato;
- Límite Clientes Regulados: sube de 2.000 a 5.000 KW.

3.4.12. 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. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.
- d) Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”):** Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.
- e) Panel de Expertos:** Órgano permanente creado para la resolución de conflictos (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.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	100.324	146.283
Saldo en Bancos	93.562	77.343
Otros instrumentos de renta fija	226.559	1.240.394
Totales	420.445	1.464.020

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de instrumentos de renta fija, tales como fondos mutuos, inferior a tres meses desde la fecha de la inversión, 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.

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. Todos los tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

b) El detalle de los Depósitos a corto plazo y Otros instrumentos de renta fija es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Plazo	Monto inversión	
				31/12/2014	31/12/2013
				M\$	M\$
Luz Osorno	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	Corto plazo-menor 90 días	226.559	-
Luz Osorno	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	Corto plazo-menor 90 días	-	1.204.387
Luz Osorno	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	Corto plazo-menor 90 días	-	36.007
Totales				226.559	1.240.394

c) El detalle por tipo de moneda del efectivo y equivalentes al efectivo, es el siguiente

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2014	31/12/2013
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	420.445	1.464.020
Totales		420.445	1.464.020

5 Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	5.926.385	-	2.026.740	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	595.129	160.722	667.529	93.597
Totales	6.521.514	160.722	2.694.269	93.597

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	5.829.499	-	1.931.940	-
Otras cuentas por cobrar, neto	351.081	160.722	405.055	93.597
Totales	6.180.580	160.722	2.336.995	93.597

Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	96.886	-	94.800	-
Otras cuentas por cobrar	244.048	-	262.474	-
Totales	340.934	-	357.274	-

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados y provisionados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Facturados	2.719.105	1.964.602
Energía y peajes	2.191.641	1.424.813
Otros	527.464	539.789
No Facturados o provisionados	3.742.091	649.887
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	2.674.523	(383.584)
Energía en medidores (*)	1.060.222	985.511
Provisión ingresos por obras	7.346	47.960
Otros (Cuenta corriente empleados)	60.318	79.780
Totales, Bruto	6.521.514	2.694.269
Provisión deterioro	(340.934)	(357.274)
Totales, Neto	6.180.580	2.336.995

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Convenios de pagos y créditos	102.404	150.801
Cuenta por cobrar proyectos en curso	7.346	47.960
Deudores materiales y servicios	41.556	27.457
Cuenta corriente al personal	60.318	79.780
Otros deudores	383.505	361.531
Totales	595.129	667.529
Provisión deterioro	(244.048)	(262.474)
Totales, Neto	351.081	405.055

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2014 es de M\$ 6.341.302 y al 31 de diciembre de 2013 es de M\$ 2.430.592.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2014 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 20.090 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad Miles	Participación ventas ejercicio %
Residencial	14.606	17%
Comercial	760	17%
Industrial	177	15%
Agrícola	3.955	47%
Otros	592	5%
Total	20.090	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 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).

- c) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 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	31/12/2014	31/12/2013
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	1.026.258	939.804
Con vencimiento entre tres y seis meses	23.097	32.295
Con vencimiento entre seis y doce meses	7.430	24.737
Con vencimiento mayor a doce meses	765	2.436
Total	1.057.550	999.272

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	34%	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.

- d) Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2014						Saldo al 31/12/2013					
	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	11.446	5.028.373	334	72.308	11.780	5.100.681	8.667	1.185.138	183	167.891	8.850	1.353.029
Entre 1 y 30 días	4.472	437.381	145	24.476	4.617	461.857	6.872	585.149	130	25.030	7.002	610.179
Entre 31 y 60 días	1.551	545.113	39	5.315	1.590	550.428	1.309	214.549	23	2.584	1.332	217.133
Entre 61 y 90 días	181	14.800	8	1.148	189	15.948	368	113.677	7	926	375	114.603
Entre 91 y 120 días	122	12.534	-	-	122	12.534	126	14.703	2	171	128	14.874
Entre 121 y 150 días	71	8.043	5	269	76	8.312	148	14.085	4	377	152	14.462
Entre 151 y 180 días	52	4.573	-	-	52	4.573	60	7.393	6	1.116	66	8.509
Entre 181 y 210 días	46	2.642	2	54	48	2.696	68	7.255	4	307	72	7.562
Entre 211 y 250 días	40	3.891	8	1.312	48	5.203	53	7.397	2	202	55	7.599
Más de 250 días	607	281.447	39	3.424	646	284.871	713	301.966	66	5.977	779	307.943
Total	18.588	6.338.797	580	108.306	19.168	6.447.103	18.384	2.451.312	427	204.581	18.811	2.655.893

- e) Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la cartera en cobranza judicial y protestada es, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/12/2014		31/12/2013	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	1	786	7	16.190
Documentos por cobrar en cobranza judicial	35	219.196	34	210.752
Totales	36	219.982	41	226.942

f) 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 2013	326.958
Aumentos (disminuciones) del año	236.627
Montos castigados	(206.311)
Saldo al 31 de diciembre 2013	357.274
Aumentos (disminuciones) del año	21.869
Montos castigados	(38.209)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	340.934

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Provisión cartera no repactada	39.622	210.498
Provisión cartera repactada	(12.546)	26.129
Castigos del año	(43.416)	(206.311)
Recuperos del año	-	-
Totales	(16.340)	30.316

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

6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

El detalle de los accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Accionistas	Serie Unica	Total	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	7.637	7.637	99,90%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	8	8	0,10%
Totales	7.645	7.645	100,00%

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

Los préstamos en cuentas corrientes pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

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

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar de la Sociedad son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2014		31-12-2013	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
99.528.750-1	SAGESA S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	492	-	77	-
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Compra materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	266	-
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	205	-	-	-
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.909	-	1.297	-
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.933	-	509	-
Totales							8.539	-	2.149	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2014		31-12-2013	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	557.167	-	456.991	-
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	695.755	-	558.532	-
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	729	-	585	-
76.022.072-8	INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A.	Chile	Prestamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.434.000	-	-	-
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AYSÉN S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	113	-	4.700	-
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	Chile	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	707	-	707	-
Totales							2.688.471	-	1.020.515	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la Relación	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	MATRIZ	Compra-venta de energía	(8.211)	2.694
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	MATRIZ	Intereses Préstamo en cuenta corriente	(2.819)	(7.137)
76.022.072-8	INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A.	Chile	MATRIZ	Intereses Préstamo en cuenta corriente	(31.781)	-
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Intereses Préstamo en cuenta corriente	(68)	-
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía	9.814	(5.440)

c. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2014 se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un periodo de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Juzar Pirbhai, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 7 de mayo de 2014, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

En sesión celebrada con fecha 6 de agosto de 2014, el Directorio de la Sociedad, tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Juzar Pirbhai.

Al 31 de diciembre de 2014 el Directorio está compuesto por los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

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

No existen saldos por cobrar y 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 período mayo 2014 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2015.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2014 y 2013, son las siguientes:

Director	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Iván Díaz-Molina	1.435	1.378
Jorge Lesser García-Huidobro	1.435	1.378
Totales	2.870	2.756

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

7 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2014:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	126.710	125.467	1.243
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.246	2.246	-
Totales	128.956	127.713	1.243

Al 31 de diciembre de 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	178.022	177.190	832
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.688	2.646	42
Totales	180.710	179.836	874

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\$643 para el año 2014 y un abono de M\$515 para el año 2013.

Movimiento Provisión	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Provisión año	643	(515)
Aplicaciones a provisión	(274)	-
Totales	369	(515)

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	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (Ver nota 18)	134.816	171.199
Otros gastos por naturaleza (*)	109.637	82.700
Totales	244.453	253.899

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2014 ascienden a M\$333.671 (M\$243.945 en 2013) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2014 ascienden a M\$39.024 (M\$396 en 2013).

8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Impuesto renta por recuperar	52.990	52.990
Totales	52.990	52.990

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Iva Débito fiscal	219.769	171.530
Impuesto a la renta	113.476	149.739
Totales	333.245	321.269

9 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Activos Intangibles Neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	24.424	24.857
Servidumbres	24.351	24.351
Software	73	506
Activos Intangibles Bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	26.084	26.084
Servidumbres	24.351	24.351
Software	1.733	1.733
Amortización Activos Intangibles	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables	(1.660)	(1.227)
Servidumbres	-	-
Software	(1.660)	(1.227)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2014 y 2013 son los siguientes:

Movimiento año 2014		Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014		24.351	506	24.857
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros Valor Bruto	-	-	-
	Gastos por amortización	-	(433)	(433)
	Total movimientos	-	(433)	(433)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014		24.351	73	24.424

Movimiento año 2013		Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013		24.351	939	25.290
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	-	(433)	(433)
	Total movimientos	-	(433)	(433)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		24.351	506	24.857

Los derechos de servidumbre se presentan al costo, y los adquiridos a partir de la fecha de transición a 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" del Estado de Resultado Integral.

10 Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	15.705.405	15.753.144
Planta y Equipo	14.928.975	14.599.439
Equipamiento de Tecnologías de la Información	129.968	6.792
Instalaciones Fijas y Accesorios	705	944
Construcción en Curso	636.893	1.135.385
Otras Propiedades, Planta y Equipo	8.864	10.584

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	21.381.105	20.661.028
Planta y Equipo	20.557.659	19.468.020
Equipamiento de Tecnologías de la Información	149.851	20.536
Instalaciones Fijas y Accesorios	4.445	4.485
Construcción en Curso	636.893	1.135.385
Otras Propiedades, Planta y Equipo	32.257	32.602

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.675.700)	(4.907.884)
Planta y Equipo	(5.628.684)	(4.868.581)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(19.883)	(13.744)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(3.740)	(3.541)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(23.393)	(22.018)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Movimiento año 2014	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Construcciones en Curso M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Totales M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	14.599.439	6.792	944	1.135.385	10.584	15.753.144
Movimientos						
Adiciones	168.835	-	-	587.176	-	756.011
Retiros Valor Bruto	(35.549)	-	(40)	-	(345)	(35.934)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	2.967	-	23	-	345	3.335
Otros (Activación Obras en Curso)	956.353	129.315	-	(1.085.668)	-	-
Gastos por depreciación	(763.070)	(6.139)	(222)	-	(1.720)	(771.151)
Total movimientos	329.536	123.176	(239)	(498.492)	(1.720)	(47.739)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	14.928.975	129.968	705	636.893	8.864	15.705.405

Movimiento año 2013	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Construcciones en Curso M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Totales M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	13.550.614	10.899	1.258	2.000.276	12.528	15.575.575
Movimientos						
Adiciones	250.558	81	-	612.674	-	863.313
Retiros	(75.480)	(160)	-	-	-	(75.640)
Otros (Activación Obras en Curso)	1.477.565	-	-	(1.477.565)	-	-
Gastos por depreciación	(603.818)	(4.028)	(314)	-	(1.944)	(610.104)
Total movimientos	1.048.825	(4.107)	(314)	(864.891)	(1.944)	177.569
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	14.599.439	6.792	944	1.135.385	10.584	15.753.144

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

- a) La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- b) 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.
- c) Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron de M\$49.224 por el año terminado al 31 de diciembre 2014 y M\$40.115 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013. Los activos en construcción según se explica en Nota 2.10 incluyen activación de costos financieros y la tasa de capitalización que son las siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	5.166	6.667
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	4,21%	6,03%

- d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

11 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

11.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	498.281	379.617
Otro gasto por impuesto corriente	136	111
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	498.417	379.728
Gasto por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(53.472)	27.328
Otro gasto por impuesto diferido		
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(53.472)	27.328
Gasto por impuesto a las ganancias	444.945	407.056

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	1.155	(464)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	1.155	(464)

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia antes de impuesto al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	2.766.558	2.270.779
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (21%)	(580.977)	(454.156)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	5.481	4.794
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(9.447)	(7.943)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	139.998	50.249
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	136.032	47.100
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(444.945)	(407.056)
Tasa impositiva efectiva	16,08%	17,93%

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida.

Los contribuyentes podrán optar libremente a cualquiera de los dos para pagar sus impuestos. La Sociedad ha optado por la regla general en base al sistema parcialmente integrado. Esto no implica que en el futuro Sociedad opte por tributar en base al sistema de renta atribuida. La decisión para optar a cualquiera de los dos sistemas debe ser tomada dentro del último trimestre de 2016 en una Junta Extraordinaria de Accionistas con quorum de 2/3.

El sistema parcialmente integrado establece el aumento progresivo de la tasa de Impuesto de Primera Categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 en adelante, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, 25,5% y 27% respectivamente. Ver nota 2.19.

11.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	-	-	1.145.550	939.162
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	3.809	2	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	81.824	71.455	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	5.300	3.821	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	280	175	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	9.369	7.676	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	6.675	5.564	15.444	2.267
Total Impuestos Diferidos	107.257	88.693	1.160.994	941.429

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera en los años 2014 y 2013 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	94.132	919.076
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(5.439)	21.889
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	464
Saldo al 31 de diciembre de 2013	88.693	941.429
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	9.861	(43.611)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	(1.155)
Impuestos diferidos relacionados con partidas cargadas a patrimonio	8.703	264.331
Saldo al 31 de diciembre de 2014	107.257	1.160.994

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 de la sociedad cubren lo necesario para recuperar esos activos.

La Sociedad está radicada en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente.

El impacto en las variaciones de las diferencias de activos y pasivos por impuestos diferidos por utilizar el Sistema Parcialmente Integrado, descrito en la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), y en conformidad a las disposiciones del Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014 de la Superintendencia de Valores y Seguros, ha implicado registrar un cargo patrimonial al 30 de septiembre de 2014 por un monto de M\$ 255.628 por este concepto.

12 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 Compañía Eléctrica Osorno S.A. son los siguientes:

12.1 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. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

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

12.1.1 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.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio).

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

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 implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 6% (base 2013).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (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. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas implicaron una disminución de los Ingresos ordinarios de la Sociedad en un 0,3% anual (en base 2013).

c) Contratos de suministro

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025

y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

La Sociedad permanentemente actualiza sus proyecciones de demanda para suministro de clientes regulados, considerando la información de demanda mensual real. En función de lo anterior, se establecen los requerimientos para ser licitados en los distintos procesos instruidos por la Comisión. Adicionalmente, monitorea las condiciones de las demás empresas distribuidoras que eventualmente puedan requerir de los excedentes generados por otros contratos de suministro, o bien de los excedentes que otras empresas puedan poner a disposición de las empresas que presentan un déficit de abastecimiento.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

d) Abastecimiento de energía

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

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

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

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

12.2 Riesgo financiero

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

12.2.1 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 a la Sociedad.

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

12.2.2 Variación UF

De los ingresos netos de la Sociedad, más de 80% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

12.2.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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.

12.2.4 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 e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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 y la Sociedad cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

12.2.5 Riesgo de crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 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 los activos financieros se mide 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	34%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

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

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

Activos de carácter financiero:

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

12.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/14	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	6.341.302		6.341.302
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas, corrientes	8.539		8.539
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	193.886	226.559	420.445
Total	6.543.727	226.559	6.770.286

Activos financieros al 31/12/13	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	2.430.592		2.430.592
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas, corrientes	2.149		2.149
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	223.626	1.240.394	1.464.020
Total	2.656.367	1.240.394	3.896.761

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/14	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Total M\$
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.061.517	2.061.517
Cuentas por pagar a empresas relacionadas, corrientes	2.688.471	2.688.471
Total	4.749.988	4.749.988

Pasivos financieros al 31/12/13	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Total M\$
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1.180.782	1.180.782
Cuentas por pagar a empresas relacionadas, corrientes	1.020.515	1.020.515
Total	2.201.297	2.201.297

12.2.7 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 31.12.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	100.324	100.324
Saldo en Bancos	93.562	93.562
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6.180.580	6.180.580

Pasivos Financieros - al 31.12.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.061.517	2.061.517

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

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

- a) El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo, de haberlos, es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).
- b) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado 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 valoración, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

13 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

	Corrientes	
	31/12/2014	31/12/2013
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	1.961.659	1.077.852
Otras cuentas por pagar	99.858	102.930
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.061.517	1.180.782

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía	1.860.423	896.862
Cuentas por pagar bienes y servicios	101.236	180.990
Cuentas por pagar instituciones fiscales	6.451	5.685
Otras cuentas por pagar	93.407	97.245
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.061.517	1.180.782

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2014				31/12/2013			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	52.972	1.872.000	36.687	1.961.659	95.443	916.694	65.715	1.077.852
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	52.972	1.872.000	36.687	1.961.659	95.443	916.694	65.715	1.077.852

14 Provisiones

14.1 Otras Provisiones corrientes

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Corriente	
	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	17.425	24.904
Totales	17.425	24.904

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	24.904
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(6.524)
Provisión utilizada	(955)
Total movimientos en provisiones	(7.479)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	17.425

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	21.951
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(1.853)
Provisión utilizada	(959)
Total movimientos en provisiones	2.953
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	24.904

14.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	23.557	19.103
Provisión por beneficios anuales	79.563	70.226
Totales	103.120	89.329

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	19.103	70.226	89.329
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	12.738	69.979	82.717
Provisión utilizada	(8.284)	(60.642)	(68.926)
Total movimientos en provisiones	4.454	9.337	13.791
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	23.557	79.563	103.120

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	22.965	64.531	87.496
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	12.143	5.695	17.838
Provisión utilizada	(16.005)	-	(16.005)
Total movimientos en provisiones	(3.862)	5.695	1.833
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	19.103	70.226	89.329

14.3 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 2014 y 2013, es el siguiente:

	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	68.685	50.126
Totales	68.685	50.126

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años terminados al 31 de diciembre 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	50.126
Costo por intereses	4.913
Costo del servicio del año	9.370
Pagos en el año	-
Variación actuarial por cambio tasa	7.303
Variación actuarial por experiencia	(3.027)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	68.685

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo al 1 de enero de 2013	48.834
Costo por intereses	3.021
Costo del servicio del año	6.825
Pagos en el año	(6.233)
Variación actuarial por cambio tasa	606
Variación actuarial por experiencia	(2.927)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	50.126

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

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Costo por intereses	4.913	3.021
Costo del servicio del año	9.370	6.825
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	14.283	9.846
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	4.276	(2.321)
Efecto de la conversión de UF a pesos	-	-
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	18.559	7.525

- d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Tasa de descuento (nominal)	5,94%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Al 31 de diciembre de 2014, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 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%
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	8.141	(6.798)

Al 31 de diciembre de 2014, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1%
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(7.042)	8.257

14.4 Juicios y multas

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

a) Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M\$
LUZ OSORNO	2° Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con SAESA)	Pendiente en primera instancia	64.405
LUZ OSORNO	Juzgado de Policía Local de Río Negro	50.685	Ley del consumidor. Recabarren.	Pendiente en primera instancia	24.627

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

En los casos que la administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

b) Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
2014 no hay					
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2035 de fecha 28.08.2013	VIALIDAD	Falta de permiso de Vialidad.	Judicializada	10.800

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

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

15 Otros Pasivos No Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	236.839	300.779	-	-
Otras obras de terceros	149.118	158.611	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	434	364
Totales	385.957	459.390	434	364

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.15.2

16 Patrimonio

16.1 Patrimonio neto de la Sociedad

16.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 el capital social de Luz Osorno ascendía a M\$10.557.505 y está representado por 7.645 acciones únicas totalmente suscritas y pagadas.

16.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2014 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2013, lo que significó la distribución de M\$1.863.723, estos se pagaron a partir del 28 de mayo de 2014.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2013 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2012, lo que significó la distribución de M\$408.017, estos se pagaron a partir del 29 de mayo de 2013.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un 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 períodos.

16.1.3 Otras Reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2014 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2014 M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(403)	(3.121)	(3.524)
Otras reservas varias	248.539		248.539
Totales	248.136	(3.121)	245.015

Otras reservas varias por M\$ 248.539, corresponde a la 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 de fecha 20 de junio de 2008.

El detalle al 31 de diciembre de 2013 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2013 M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(2.260)	1.857	(403)
Otras reservas varias	248.539		248.539
Totales	246.279	1.857	248.136

16.1.4 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2014 y 2013, son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia Acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/2014	4.729.183	381.186	5.110.369
Efecto en patrimonio Oficio N°856 SVS	(255.628)		(255.628)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	2.321.613	-	2.321.613
Realización revaluación	23.312	(23.312)	-
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(1.304.604)	-	(1.304.604)
Provisión dividendo mínimo del año	(696.484)	-	(696.484)
Saldo final al 31/12/2014	4.817.392	357.874	5.175.266

La utilidad distributable del ejercicio 2014, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2014, esto es M\$ 2.321.613.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia Acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/2013	3.401.265	404.498	3.805.763
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	1.863.723	-	1.863.723
Realización revaluación	23.312	(23.312)	-
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	108.017	-	108.017
Provisión dividendo mínimo del año	(667.134)	-	(667.134)
Saldo final al 31/12/2013	4.729.183	381.186	5.110.369

La utilidad distributable del ejercicio 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\$ 1.863.723.

16.2 Gestión de capital

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

16.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

17 Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados Individuales al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Venta de Energía	15.771.865	12.086.835
Ventas de energía	15.771.865	12.086.835
Otras Prestaciones y Servicios	220.889	261.835
Apoyos	7.415	17.345
Arriendo de medidores	29.885	32.947
Cortes y reposición	18.649	26.466
Pagos fuera de plazo	140.538	159.408
Otros	24.402	25.669
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	15.992.754	12.348.670

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	382.835	513.955
Venta de materiales y equipos	35.573	68.347
Arrendamientos	34.650	37.516
Intereses créditos y préstamos	3.259	3.803
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	106.863	100.819
Otros Ingresos	91.147	110.632
Total Otros ingresos, por naturaleza	654.327	835.072

18 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	11.361.420	8.452.729
Compra de materiales	134.816	171.199
Totales	11.496.236	8.623.928

19 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	394.917	369.350
Provisión costo de vacaciones	6.187	577
Otros costos de personal	38.557	36.480
Indemnización por años de servicios	33.258	12.089
Activación costo de personal	(49.224)	(40.115)
Totales	423.695	378.381

20 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Depreciaciones	771.151	610.104
Amortizaciones de intangibles	433	433
Totales	771.584	610.537

21 Otros Gastos Por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	604.641	473.810
Mantención medidores, ciclo comercial	177.717	190.273
Operación vehículos, viajes y viáticos	882	647
Provisiones y castigos	35.522	56.917
Gastos de administración	102.692	120.959
Otros gastos por naturaleza	271.420	494.037
Total Otros Gastos por Naturaleza	1.192.874	1.336.643

22 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	39.570	32.258
Otros ingresos financieros	-	469
Total Ingresos Financieros	39.570	32.727

Costos Financieros	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios		
Otros Gastos Financieros	(32.023)	(6.828)
Activación Gastos financieros	5.166	6.667
Total Costos Financieros	(26.857)	(161)

Resultado por unidades de reajuste	7.616	5.744
Diferencias de cambio	(6)	599
Negativas	-	599
Total Costos Financieros	(19.247)	6.182

Total Resultado Financiero	20.323	38.909
-----------------------------------	---------------	---------------

23 Hechos Posteriores

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2015 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

24 Medio Ambiente

Durante los años 2014 y 2013, la Sociedad no ha efectuado desembolsos significativos relacionados con temas medioambientales. No existen montos comprometidos relevantes.

25 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 2014 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha de Liberación de Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor Garantía (M\$)	2015 M\$	2016 M\$	2017 M\$
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	772.321	151.035	-	621.286
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	78.216	78.216	-	-
			Totales		850.537	229.251	-	621.286

26 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2014 no hay garantías recibidas.

27 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	5.005	4.770
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			5.005	4.770
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas por Cobrar No Corrientes	U.F.	Peso chileno	13.629	21.254
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			13.629	21.254
TOTAL ACTIVOS			18.634	26.024

Análisis Razonado
Estados Financieros – Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Al 31 de diciembre de 2014

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	dic-14 MM\$	dic-13 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	6.800	4.044	2.756	68%
Activos No Corrientes	15.998	15.960	38	0,2%
Total Activos	22.798	20.004	2.794	14%
Pasivos Corrientes	5.590	3.096	2.494	81%
Pasivos No Corrientes	1.230	992	238	24%
Patrimonio	15.978	15.916	62	0,4%
Total Pasivos y Patrimonio	22.798	20.004	2.794	14%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$2.794 respecto de diciembre de 2013, explicado principalmente por un aumento en los Activos Corrientes de MM\$2.756.

La variación positiva que presentan los Activos Corrientes, es originada principalmente por un Aumento en Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar por MM\$3.844, principalmente por contabilización de reliquidaciones asociadas a la aplicación de nuevo decreto de Subtransmisión y aumento en el precio nudo, que afecta el precio al cliente final (MM\$3.058) e incremento en venta de energía.

Lo anterior, compensado parcialmente por una disminución el Efectivo y Equivalentes al Efectivo por MM\$1.044, por pago de dividendos, inversiones en activo fijos y proveedores.

2) Pasivos

Los pasivos Aumentan en MM\$2.732 respecto de diciembre de 2013, explicado principalmente por un Aumento en los Pasivos Corrientes de MM\$2.494, y un aumento en los Pasivos No Corrientes de MM\$238.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica por:

- a) Aumento en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$881, por incremento en el precio nudo y por reliquidaciones asociadas a la aplicación de nuevo decreto de Subtransmisión, que implican cambios en los precios de los peajes que se incorporan a la compra de energía.
- b) Aumento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM\$1.668), por incremento en cuentas por pagar mercantil a Matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM\$62, respecto de diciembre de 2013, explicado por el resultado del ejercicio (MM\$2.322), compensado parcialmente con pago de dividendos del periodo neto de provisión de diciembre 2013 (MM\$1.305), provisión de dividendos mínimo (MM\$696) y efecto por impuesto diferidos originados por aumento en la tasa de impuesto de primera categoría por nueva Reforma Tributaria, contabilizado en patrimonio según lo instruido por la SVS en del Oficio N°856 (MM\$256).

Principales Indicadores:

		Unidad	dic-14	dic-13	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,2	1,3	(6,9%)
	Razón Ácida (2)	Veces	1,2	1,2	(4,4%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,4	0,3	66,2%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	131	-	(100,0%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	82,0%	75,7%	8,2%
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	18,0%	24,3%	(25,7%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MMS	820	706	16,2%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	5,3	3,8	38,5%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	69	95	(27,8%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	112	54	(94,9%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MMS	3.534	2.845	16,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	14,56%	12,21%	19,2%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	10,85%	9,56%	13,5%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	17,56%	14,26%	23,2%
	Utilidad por acción (14)	\$	303.677	243.783	24,6%

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 2014 la Sociedad considera MM\$64 en inversiones con subsidios, mientras que en el 2013, MM\$11.

(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-14 MM\$	dic-13 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	16.647	13.184	3.463	26%
Materias primas y consumibles utilizados	(11.496)	(8.624)	(2.872)	33%
Margen de contribución	5.151	4.560	591	13%
Gasto por Beneficio a los Empleados	(424)	(378)	(46)	12%
Otros gastos por naturaleza	(1.193)	(1.337)	144	(11%)
Resultado bruto de explotación	3.534	2.845	689	24%
Gasto por Depreciación y Amortización	(772)	(611)	(161)	26%
Resultado de explotación	2.763	2.234	529	24%
Resultado Financiero	20	39	(19)	(49%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(16)	(2)	(14)	700%
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	2.767	2.271	496	22%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(445)	(407)	(38)	9%
Ganancia (Pérdida)	2.322	1.864	458	25%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM\$529, lo que se explica por un mayor margen de contribución (MM\$591), debido a un incremento en el margen de distribución de MM\$776, por crecimiento en la venta de energía (9,06%), alza en los principales indexadores del Valor Agregado de Distribución (VAD) y disminución en el índice de pérdidas de energía (10,2% en 2013 y 9,9% en 2014).

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa (menor ingreso) de MM\$19 con respecto del ejercicio anterior, debido a mayores costos financieros producto de mayor deuda intercompañía.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2014, obtuvo utilidades por MM\$2.322 lo que implicó un aumento de MM\$458 respecto de diciembre de 2013.

III. Análisis del Flujo de Efectivo.

Flujo de Efectivo	dic-14	dic-13	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
de la Operación	354	2.636	(2.282)	(87%)
de la Inversión	(936)	(990)	54	(5%)
de Financiación	(462)	(521)	59	(11%)
Flujo neto del período	(1.044)	1.125	(2.169)	(193%)
Variación en la tasa de cambio	-	-	-	-
Incremento (disminución)	(1.044)	1.125	(2.169)	(193%)
Saldo Inicial	1.464	339	1.125	332%
Saldo Final	420	1.464	(1.044)	(71%)

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$420 menor en un 71% respecto de diciembre de 2013.

El menor flujo neto respecto del ejercicio anterior, se explica principalmente por:

- 1) Menor flujo positivo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado por mayor pago de proveedores e impuesto de renta, en comparación al 2013. Los decretos tarifarios para reliquidación de precio al cliente final fueron emitidos en diciembre 2014, por lo que los cobros se realizará a partir de 2015. Así, los ingresos de caja aún no se reflejan.

IV. Mercados en que participa.

Al 31 de diciembre de 2014 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa Luz Osorno.

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

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. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

Adicionalmente existe riesgo 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.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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.

b) Fijación de tarifas de distribución

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 implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 6% (base 2013).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (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 Honorable 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. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas implicaron una disminución de los Ingresos ordinarios de la Sociedad en un 0,3% anual (en base 2013).

c) Contrato de suministro

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la

Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

La Sociedad permanentemente actualiza sus proyecciones de demanda para suministro de clientes regulados, considerando la información de demanda mensual real. En función de lo anterior, se establecen los requerimientos para ser licitados en los distintos procesos instruidos por la Comisión. Adicionalmente, monitorea las condiciones de las demás empresas distribuidoras que eventualmente puedan requerir de los excedentes generados por otros contratos de suministro, o bien de los excedentes que otras empresas puedan poner a disposición de las empresas que presentan un déficit de abastecimiento.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

d) Abastecimiento de energía

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

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

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

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación

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 a la Sociedad.

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

2.2) Riesgo Variación UF

De los ingresos netos de la Sociedad, más de 80% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las

tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

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 2014, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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 Liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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 y la Sociedad cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

2.5) Riesgo de crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 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 los activos financieros se mide 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	34%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

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

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

Activos de carácter financiero:

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

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.