



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	11
Directorio	12
Administración	13
Estructura Organizativa	15
Marcha de la Empresa	16
Línea de Tiempo	20
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	22
Actividades de la Sociedad	25
Factores de Riesgo	29
Gestión Financiera	35
Información Financiera	38
Hechos Relevantes	39

Declaración de Responsabilidad	40
Estados Resumidos	41
Estados Financieros	43

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	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Nombre de Fantasía	Frontel
Rol Único Tributario	76.073.164-1
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 Valores	N°1073
Fecha de inscripción en el Registro de Valores	19/05/2011
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.010 N°31.135 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

Antecedentes Relevantes

Antecedentes Financieros

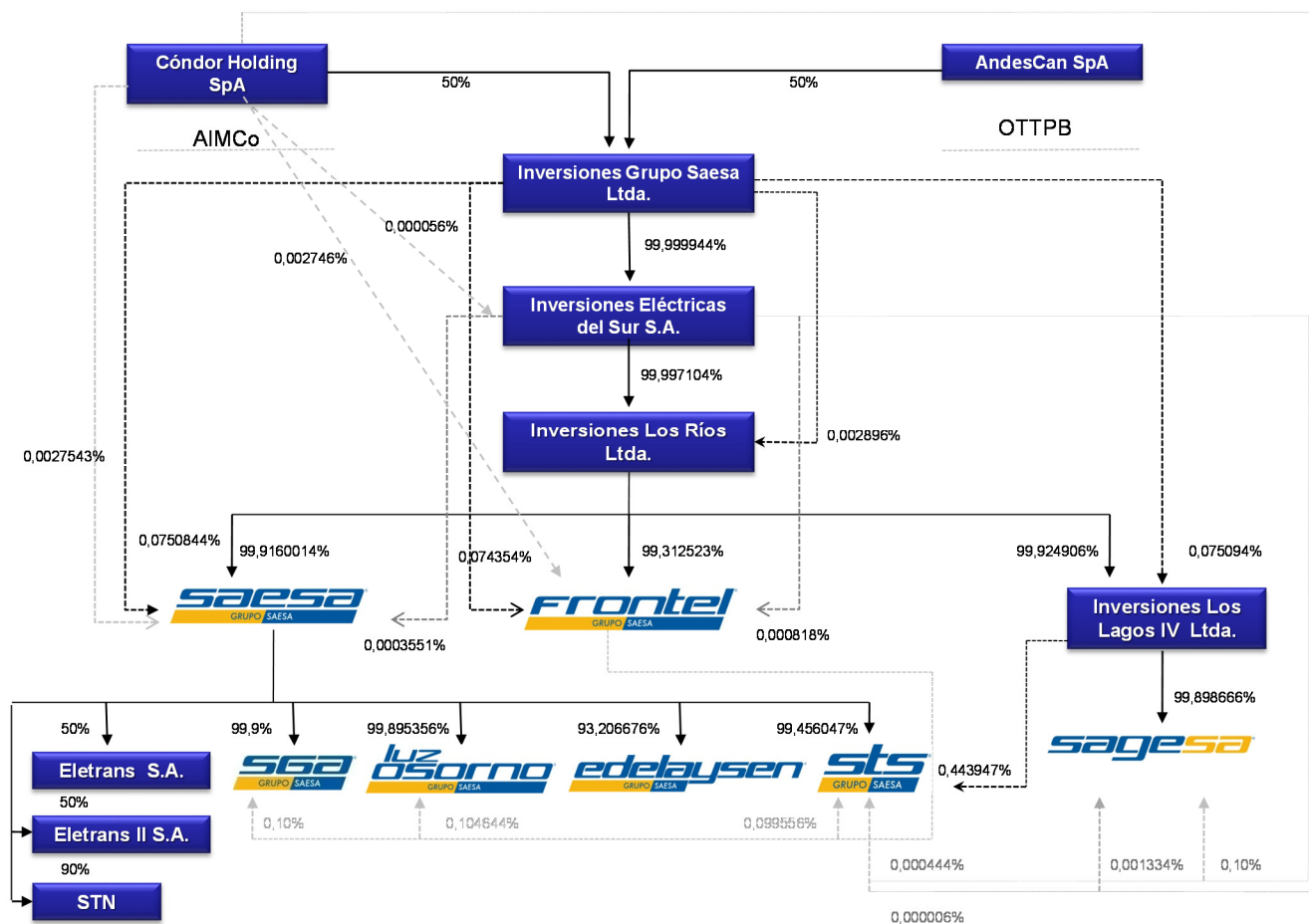
	MM\$	MM\$
	2014	2013
Ingresos	100.616	99.161
Margen Bruto	41.767	39.702
Ganancia	6.325	9.073
Activos	256.437	243.065
Pasivos	101.215	85.611
Patrimonio	155.221	157.454
Inversiones	9.475	13.024
EBITDA	16.521	17.338

Cifras Operacionales

	2014	2013
Venta de Energía (GWh)	884	825
Clientes (Miles)	327	322
Trabajadores	345	355
Líneas AT (km)	107	107
Líneas MT (km)	16.454	16.390
Líneas BT (km)	13.378	13.324
MVA Instalados (AT/MT)	189	183
MVA Instalados (MT/BT)	315	313

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 de Frontel, Inversiones Los Ríos Ltda., posee un 99,312523% 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

Al 31 de diciembre de 2014, el número de accionistas de Frontel alcanzaba 192, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Acciones		Total Acciones	%
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Rios Limitada	305.287.486	7.405.389.148.824	7.405.694.436.310	99,313%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3641%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0744%
Municipalidad De Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0474%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad De Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto De Normalizacion Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Municipalidad De Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro Jose	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Perez Vicens, Claudio Ricardo	22.498	674.912.141	674.934.639	0,0091%
Otros Accionistas	204.896.655	3.839.701.220	4.044.597.875	0,0542%
Total	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

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

Las acciones de la Sociedad se distribuyen en dos series: Serie “A”, con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias; y Serie “B”, con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias, pero que tienen, además, una preferencia, consistente en que el Directorio de la Sociedad deberá citar a Junta Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas cuando así lo solicite el 5% de las acciones emitidas de esta serie, y una limitación, consistente en que estas acciones no tendrán derecho a participar en las elecciones de Directores de la Sociedad. La duración de las acciones Serie A y Serie B es de cien años a contar del día 31 de julio de 2008.

Acuerdos Conjuntos

La Sociedad posee pactos de accionistas, celebrados con fecha 24 de Julio de 2008 entre los accionistas mayoritarios de la Sociedad y contempla limitaciones a la libre disposición de las acciones en la misma.

Gobierno Corporativo

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

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

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

Directorio

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:

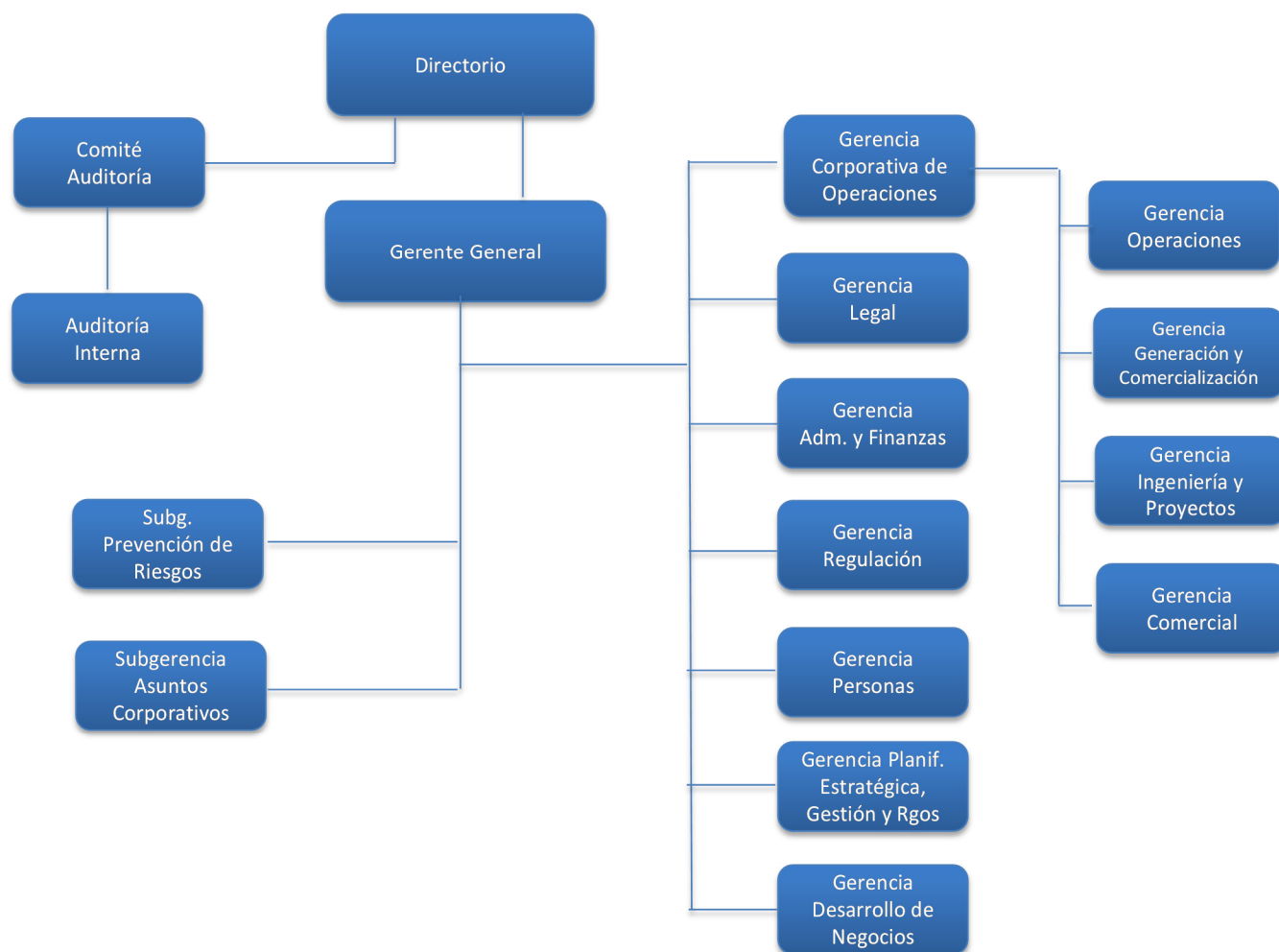
Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha último nombramiento	Fecha cesación
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con mención en Economía	Director titular	30-04-2014	06-08-2014
Kevin Roseke	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director titular	30-04-2013	09-04-2014
Stacey Purcell	Extranjera	Ingeniero Comercial	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 Allende 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 Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial Rut 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

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

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

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.

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 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 19 sedes, beneficiando a más de 1000 familias; todas 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 16 escuelas de 12 comunas de la zona de Frontel.

El Programa de Liceos Eléctricos benefició en el 2014 a alumnos liceanos de tercero y cuarto medio, en las comunas de Lebu, Monteaguila y Temuco. Esto es llevado a cabo en conjunto con los docentes y trabajadores voluntarios de la empresa, haciendo clases en sala y terreno.

MEDIOAMBIENTE

El programa de recolección de pilas en desuso desarrollado en conjunto con la Seremi de medioambiente, logró recolectar y efectuar disposición final de desechos tóxicos de 1,5 toneladas, de las cuales, 900 kilos fueron llevados por alumnos de escuelas básicas de las comunas de Melipeuco y Carahue.

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 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.

Traslado Línea 1 x 66 kV Charrúa Cabrero y 1 x 66 kV Enlace - Masisa

A raíz de la ampliación de la ruta O-50 Cabrero - Concepción y la ampliación parcial de la ruta O-97 Charrúa - Ruta 5, obras encomendadas por el Ministerio de Obras Públicas, la empresa concesionaria a cargo de los trabajos de ampliación, SACYR, solicitó el traslado parcial en zonas específicas de la línea Charrúa - Cabrero, Cabrero - Masisa y Enlace - Masisa.

Los trabajos de diseño e ingeniería comenzaron a fines del año 2012 con la aprobación de los trabajos por parte del MOP. La ejecución de las faenas comenzó en septiembre del año 2013 finalizando en febrero del 2014, con un monto de inversión MM\$ 920.

Línea 1 x 66 kV Subestación Picoiqué - Subestación Angol

Con un presupuesto de inversión que alcanzó a MM\$1.450, se construyó una nueva línea de transmisión de simple circuito en 66 kV desde la futura Central Picoiqué hasta la subestación Angol, propiedad de Transnet. Esta línea se ubica geográficamente en la provincia de Malleco, comuna de Angol, Región de la Araucanía y tiene una longitud total aproximada de 9,3 km.

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 y manera de relacionarnos con ellos.

A nivel de grandes clientes, en Saesa se implementó el servicio de carga desconectable, lo que permite generar ahorros de energía para los clientes; este modelo que será replicado en Frontel durante el año 2015.

Se diseñó una solución de grupos electrógenos de respaldo 100% móviles para clientes cuyas potencias instaladas superen 400 kW de capacidad; esto constituye una innovación en este servicio que a diferencia del tradicional, puede ser contratado por períodos menores, al no haber inversiones en pérdidas por paralización de operaciones del cliente.

Junto a lo anterior, 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.

FINANZAS

Exitosas colocaciones de bonos experimentó la Sociedad durante el 2014 en el mercado de capitales local, por un monto total de UF 2.500.000.

En un primer proceso de colocación en el mes de junio, Frontel, con UF 1.500.000, se situó entre las 4 mejores colocaciones para bonos corporativos de similar duración en la historia del mercado de capitales chileno.

En un segundo proceso de colocación en el mes de noviembre con UF 3.000.000, Frontel alcanzó una tasa que la posicionó como la segunda mejor colocación para bonos corporativos de duración similar en la historia del mercado de capitales local.

PMGD

Como Grupo Saesa hemos conectado 25 PMGD (pequeños medios de generación distribuida) en nuestro sistema de distribución, con un total de 55,7 MW de potencia. Entre los medios de generación no convencionales utilizados se encuentran hídricas de pasada, cogeneración y Parques Eólicos.

Gracias a la gran coordinación y trabajo en equipo realizado durante el 2014, fue posible conectar 6 centrales de pasada, entre esas, destacando Central Quillaileo en la comuna de Quilaco de la zona de Frontel.

Línea de Tiempo

- 1956:** Frontel inicia actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa. Inicialmente sirve a ciudades y pueblos de las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Bio Bio, Malleco y Cautín.
- 1957:** Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con un 83,7% de participación.
- 1981:** En licitación pública, Compañía de Petróleos de Chile S.A., COPEC, se adjudica la participación accionaria de ENDESA en Frontel.
- 1982:** Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, compra a COPEC el 70% de las acciones de Frontel. Esta se convierte en una filial de Saesa, quedando ambas bajo una misma administración.
- 1989:** Frontel comienza a desarrollar actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones 66/23 kV.
- 1996:** Frontel adquiere el 0,1% de las acciones de Sistema de Transmisión del Sur.
- 1999:** Con una participación de 0,1%, Frontel constituye, junto con la matriz Saesa, la sociedad Saesa Ltda., que adquiere el 99,9% de las acciones de Compañía Eléctrica Osorno S.A., CREO.
- 2000:** Frontel compra a Saesa su 0,1% de participación en CREO y vende a Saesa su participación en Saesa Ltda.
- 2001:** En agosto Inversiones PSEG Chile I Ltda., adquiere el 13,71% de las acciones de Frontel, propiedad de COPEC, así como el 93,88% de las acciones de Saesa.
- 2002:** Se divide PSEG Chile Holding I S.A., en PSEG Chile Holding S.A. I y II, sociedades a las que se transfieren los derechos sociales de Inversiones PSEG Chile II Ltda., pasando a ser matriz indirecta de Saesa II y Frontel.
- La Junta General Extraordinaria de Accionistas de PSEG Chile Holding II S.A., aprueba la fusión por incorporación de Frontel, Saesa II e Inversiones PSEG Chile II Limitada, en PSEG Chile Holding II S.A., y se establecieron los estatutos de la sociedad que pasaría a llamarse Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
- 2003:** Frontel continúa desarrollando su compromiso con las zonas más apartadas, firmando durante el 2003 convenios de electrificación rural por un total de \$2.900 millones, los que beneficiaron a 1.951 familias.

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

2005: Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión.

2006: Tras completar una inversión en mejoramiento, Frontel eleva sus índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.

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

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

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

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

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

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

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: Se mejoran los índices de calidad de servicio, gracias a los esfuerzos y planes de inversión ejecutados. Se conecta el proyecto Angol- Los Sauces y Picoltué - Mulchén.

En el mes de junio y noviembre se realizaron históricas colocaciones de bonos en el mercado local por MUF 2.500 principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

2014:

Descripción del Sector Eléctrico en Chile

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

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

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

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

Generación Eléctrica

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

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

- 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.

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

Transmisión y Subtransmisión

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

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

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

Distribución

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

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

a) Clientes regulados

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.

Actividades de la Sociedad

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

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 107 km de líneas de 110 kV y 189 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último, participa en generación para un sistema aislado.

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.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2014 ascienden a \$9.475 millones.

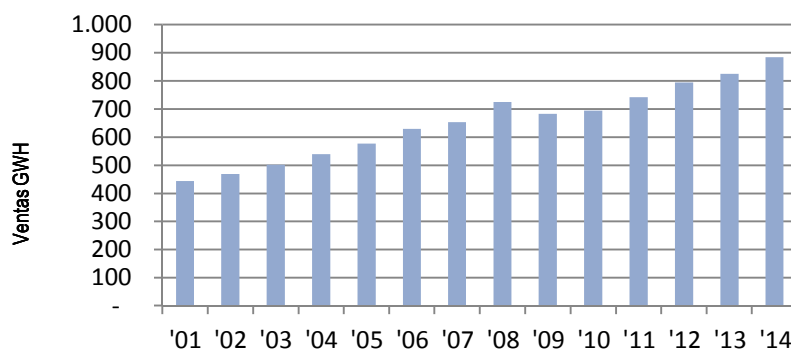
Frontel representa un 23,6% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

Transacciones con partes relacionadas

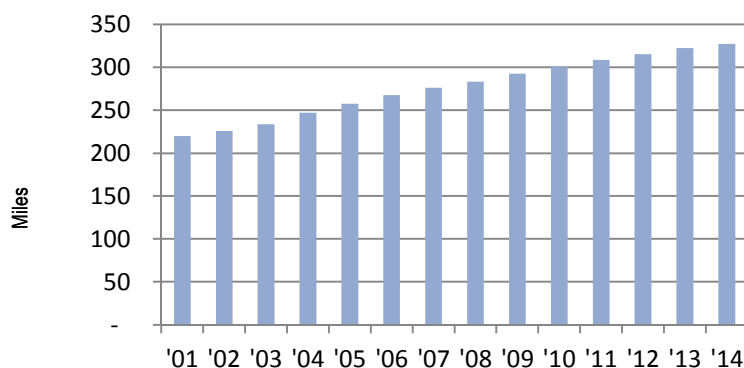
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

Las ventas de energía durante 2014 alcanzaron a 884 GWh.



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 327 mil clientes, lo que representa un aumento de un 1,5% respecto del año 2013.



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, Frontel tiene 115 decretos y 24.494 km² de superficie asociadas 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 distribuidora, Frontel.

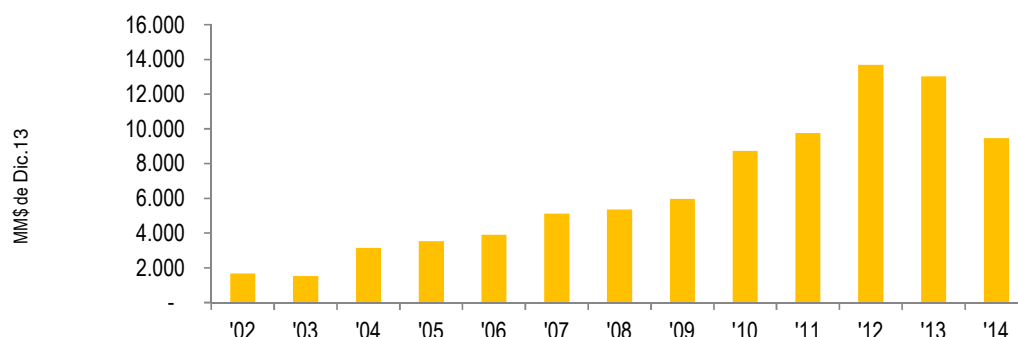
Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de las empresa.

Inversiones

Frontel realiza un plan quinquenal de inversiones, participando principalmente en Distribución.

El plan 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 Frontel para el próximo periodo bordea los MM\$12.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2014 fue de \$9.475 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
Frontel	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Bío Bío, Ñuble, Cautín y Malleco	107 Líneas AT (km) 16.454 Líneas MT (km) 13.378 Líneas BT (km) 315 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.

Inversiones Productivas

La eficiente política de inversiones de Frontel se traduce en una continua expansión de sus instalaciones, para así satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia y entregar un servicio cada vez mejor.

Las Instalaciones de Frontel son las siguientes:

	2014
Líneas Alta Tensión (km)	107
Líneas Media Tensión (km)	16.454
Líneas Baja Tensión (km)	13.378
MVA Instalados MT/BT	315

Sistemas Aislados

Frontel cuenta con un sistema aislado de generación en Santa María, con ventas de energía a diciembre de 2014 de 640 MWh y 552 clientes.

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 y sus filiales son los siguientes:

Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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 generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones de suministro de electricidad impulsadas por las empresas distribuidoras de energía y la Comisión Nacional de Energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la filial SAGESA está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot en el Sistema Interconectado Central. La energía que comercializa SGA por una parte por la compra de la producción de la filial SAGESA y por otra, en virtud de la compra que pueda realizar a otros generadores del sistema.

Al inyectar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario en la barra donde se realice la inyección que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC -SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, las filiales SGA y SAGESA venden toda de su energía a precios spot y establecen contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

c) 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 Edelaysen, 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 tarificados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. 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.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N° 14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE comenzó la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y ha enviado los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2011 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N° 14. Las nuevas tarifas de Subtransmisión implicaron un aumento en los Ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad y filiales de aproximadamente un 0,7% (base 2013).

Por otra parte, a fines del 2014 el Ministerio de Energía ha publicado los decretos de Precio de Nudo Promedio que permitirán a las distribuidoras transferir a los clientes finales los resultados del proceso de Subtransmisión, de manera retroactiva desde enero de 2011, para lo cual además la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ha establecido las condiciones para materializar dicha aplicación.

Mediante Resolución Exenta N° 754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N° 93 del 24 de

marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de Diciembre.

Mediante Resolución Exenta N° 648 del 11 de diciembre de 2014, la CNE informa la recepción conforme de los Estudios.

Mediante Resolución Exenta N° 697 del 26 de diciembre de 2014 y modificada mediante Resolución Exenta N° 711 del 31 de diciembre de 2014 la CNE convoca a Audiencia Pública para que los Consultores presenten los resultados de los estudios, que se realizarán en enero 2015 y que es la instancia previa al proceso de elaboración del Informe Técnico que la CNE debe posteriormente someter a observaciones de parte de las empresas y eventualmente resolver sus discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos.

Adicionalmente, la Autoridad ha incluido en un proyecto de modificación a la LGSE en materias de licitación de suministro eléctrico, el extender la vigencia del DS N° 14, en un año más, esto permitirá a dicho decreto establecer las tarifas aplicables desde el 1° de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre de 2015.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

e) 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.

f) 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 tarifados y no necesariamente ajustado a lo existente.

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

Riesgos de Mercado

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija.

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

Gestión Financiera

Utilidad 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\$ 6.325.250.

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° 4	25-5-12	0,00010	2011
Final N° 5	29-5-13	0,00061048	2012
Final N° 6	29-5-13	0,00099875	2011
Final N° 7	28-5-14	0,00120693	2013

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de un dividendo final N°8 de \$ 0,00084823, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.14. Este dividendo representa un 100% de la utilidad distribuible. Adicionalmente, el Directorio propondrá a la Junta la aprobación de un dividendo adicional N°7 de \$0,00042574.

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 2014 ascendía a M\$ 133.737.399 distribuido en 7.456.959.350.043 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	133.737.399
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.358.396
Otras reservas	12.522.679
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	147.618.474

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.	23.813	22.879
Iván Díaz M.	23.813	22.915
Total	47.626	45.794

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

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por los principales ejecutivos de la Sociedad y sus filiales durante el ejercicio 2014:

	Año 2014	Año 2013
Remuneraciones	113	57
Incentivos variables	39	18
Totales	152	75

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

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

En el año 2014 y 2013 no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad.

Dotación de personal

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

	Año 2014
Gerentes y ejecutivos principales	3
Profesionales y técnicos	242
Administrativos y electricistas	100
Total	345

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidándose en la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto cliente que tienen las empresas en el sur de Chile.

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

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

Política de Dividendos

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

Propiedades y Seguros

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, 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 \$ 0,00120693 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.

Con fecha 4 de junio de 2014, Frontel efectuó una colocación en el Mercado local de bonos de la Serie C desmaterializados y al portador, por un total de UF 1.500.000. Los fondos son destinados a financiamiento de inversiones.

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.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, Frontel efectuó una colocación en el Mercado local de bonos de la Serie G desmaterializados y al portador, por un total de UF 1.000.000. Los fondos son destinados a financiamiento de inversiones. Con esta misma fecha, la Sociedad informó del rescate anticipado por la totalidad de los bonos Serie A.

El 30 de diciembre de 2014, la Sociedad informó de la materialización del rescate anticipado informado anteriormente.

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 Alliende A. / 6.379.874-6
Gerente General

Estados Resumidos

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. - Frontel S.A.

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	44.694.373	37.094.541
Activos No Corrientes	211.742.330	205.970.234
Total Activos	256.436.703	243.064.775

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	34.930.234	65.484.003
Pasivos No Corrientes	66.285.569	20.126.857
Total Pasivos	101.215.803	85.610.860
Total Patrimonio Neto	155.220.900	157.453.915
Total Patrimonio Neto y Pasivos	256.436.703	243.064.775

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
Margen Bruto	41.766.683	39.701.245
Ganancia Antes de Impuesto	6.902.175	10.834.060
Impuesto a las Ganancias	(576.925)	(1.761.172)
Ganancia	6.325.250	9.072.888

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	16.843.806	20.952.132
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(10.729.590)	(14.581.871)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	2.485.694	(781.938)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(3.676)	1.269
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	8.596.234	5.589.592
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del año	9.303.533	3.713.941
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al final del año	17.899.767	9.303.533

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
Saldo Inicial al 01/01/2014	157.453.915	161.687.043
Total de Cambios en Patrimonio	(2.233.015)	(4.233.128)
Saldo Final al 31/12/2014	155.220.900	157.453.915

Estados Financieros

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de la Frontera 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 Empresa Eléctrica de la Frontera 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

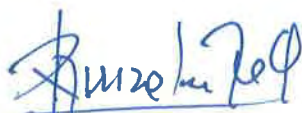
Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio las diferencias 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 Empresa Eléctrica de la Frontera 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

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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	17.899.767	9.303.533
Otros Activos no Financieros Corrientes		151.786	135.403
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	21.780.568	23.283.849
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	85.384	8.558
Inventarios Corrientes	7	4.387.313	3.634.467
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	389.555	728.731
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		44.694.373	37.094.541
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		44.694.373	37.094.541
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas Comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	3.841.611	2.184.390
Inversiones Contabilizadas utilizando el Método de la Participación	30	129.742	116.459
Activos Intangibles distinto de la Plusvalía	9	5.876.486	4.780.022
Plusvalía	10	57.029.460	57.029.460
Propiedades, Planta y Equipo	11	143.892.937	141.025.770
Activos por Impuestos Diferidos	12	972.094	834.133
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		211.742.330	205.970.234
TOTAL ACTIVOS		256.436.703	243.064.775

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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			
Otros Pasivos Financieros Corrientes	13	266.645	1.510.794
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	15	14.886.685	12.533.485
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	5.692.020	36.763.971
Otras Provisiones Corrientes	16	138.262	301.576
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	8	910.875	1.485.799
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	1.769.202	1.716.122
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	17	11.266.545	11.172.256
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		34.930.234	65.484.003
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		34.930.234	65.484.003
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros No Corrientes	13	61.343.942	15.317.711
Pasivos por Impuestos Diferidos	12	2.684.251	2.766.961
Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	17	13.345	12.661
Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	2.244.031	2.029.524
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		66.285.569	20.126.857
TOTAL PASIVOS		101.215.803	85.610.860
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	18	133.737.399	133.737.399
Ganancias acumuladas	18	8.960.822	11.150.930
Otras Reservas	18	12.522.679	12.565.586
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		155.220.900	157.453.915
Participaciones no controladoras			
TOTAL PATRIMONIO		155.220.900	157.453.915
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		256.436.703	243.064.775

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Resultados Integrales

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

(En miles de pesos - M\$)

Estado de Resultados Integrales		Nota	01-01-2014 al	01-01-2013 al
Ganancia			31-12-2014	31-12-2013
			M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	19		88.581.296	89.817.955
Otros ingresos	19		12.035.244	9.342.671
Materias Primas y Consumibles Utilizados	20		(58.849.857)	(59.459.381)
Gastos por Beneficios a los Empleados	21		(9.714.956)	(9.008.811)
Gasto por Depreciación y Amortización	22		(6.248.140)	(4.682.866)
Otros Gastos, por Naturaleza	23		(15.530.797)	(13.355.191)
Otras Ganancias (Pérdidas)			(50.174)	(21.119)
Ingresos Financieros	24		685.842	416.301
Costos Financieros	24		(1.828.694)	(1.876.228)
Participación en las Ganancias (Pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	30		17.818	15.198
Diferencias de Cambio	24		(3.754)	(1.055)
Resultados por Unidades de Reajuste	24		(2.191.653)	(353.414)
Ganancia Antes de Impuesto			6.902.175	10.834.060
Gasto por Impuestos, operaciones continuadas	12		(576.925)	(1.761.172)
Ganancia Procedente de Operaciones Continuadas			6.325.250	9.072.888
Ganancia Procedente de Operaciones Discontinuadas				
Ganancia			6.325.250	9.072.888
Ganancia, atribuible a				
Ganancia Atribuible a los Propietarios de la Controladora	18		6.325.250	9.072.888
Ganancia Atribuible a Participaciones No Controladoras				
Ganancia			6.325.250	9.072.888
Ganancia por acción básica				
Ganancia por Acción Básica en Operaciones Continuadas	\$/acción		0,0008482	0,0012167
Ganancia por Acción Básica en Operaciones Discontinuadas	\$/acción			
Ganancia por Acción Básica		\$/acción	0,0008482	0,0012167

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de 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		6.325.250	9.072.888
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	18	(60.451)	30.972
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		(50)	7
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		(60.501)	30.979
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos	18	1.273	691
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		1.273	691
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	18	-	30.803
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		-	30.803
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	18	-	26
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		1.273	31.520
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(59.228)	62.499
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	12	16.321	(6.194)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		16.321	(6.194)
Impuesto a las ganancias relativos a la participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del periodo		-	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	12	-	(6.161)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		-	(6.161)
Impuesto a las ganancias relativos a la participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del periodo		-	-
Otro Resultado Integral		(42.907)	50.144
Resultado Integral Total		6.282.343	9.123.032
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		6.282.343	9.123.032
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		-	-
Resultado Integral Total		6.282.343	9.123.032

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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\$	Cambio en otras reservas								Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$	
			Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$					
Saldo Inicial al 01/01/2014	133.737.399	-	-	-	(606)	-	(22.278)	-	-	12.588.470	12.565.586	11.150.930	157.453.915	-	157.453.915
Ajustes de Periodos Anteriores															
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	133.737.399	-	-	-	(606)	-	(22.278)	-	-	12.588.470	12.565.586	11.150.930	157.453.915	-	157.453.915
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.325.250	6.325.250	-	6.325.250
Otro resultado integral	-	-	-	-	1.273	-	(44.180)	-	-	-	(42.907)	-	(42.907)	-	(42.907)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.282.343	-	6.282.343
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.175.708)	(8.175.708)	-	(8.175.708)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(339.650)	(339.650)	-	(339.650)
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	1.273	-	(44.180)	-	-	-	(42.907)	(2.190.108)	(2.233.015)	-	(2.233.015)
Saldo Final al 31/12/2014	133.737.399	-	-	-	667	-	(66.458)	-	-	12.588.470	12.522.679	8.960.822	155.220.900	-	155.220.900

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Cambio en otras reservas								Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$	
			Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$					
Saldo Inicial al 01/01/2013	133.737.399	-	-	-	-	(1.297)	(24.668)	(47.063)	-	12.588.470	12.515.442	15.434.202	161.687.043	-	161.687.043
Ajustes de Periodos Anteriores															
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	133.737.399	-	-	-	-	(1.297)	(24.668)	(47.063)	-	12.588.470	12.515.442	15.434.202	161.687.043	-	161.687.043
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.072.888	9.072.888	-	9.072.888
Otro resultado integral	-	-	-	-	691	24.668	24.785	-	-	-	50.144	-	50.144	-	50.144
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.123.032	-	9.123.032
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.356.160)	(13.356.160)	-	(13.356.160)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	691	24.668	24.785	-	-	-	50.144	(4.283.272)	(4.233.128)	-	(4.233.128)
Saldo Final al 31/12/2013	133.737.399	-	-	-	-	(606)	-	(22.278)	-	12.588.470	12.565.586	11.150.930	157.453.915	-	157.453.915

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Flujos de Efectivo Directo

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	01-01-2013 al 31-12-2013
		M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		132.601.732	119.889.320
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		132.455.933	119.800.317
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		87.910	-
Otros cobros por actividades de operación		57.889	89.003
Clases de pagos		(115.160.480)	(98.937.650)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(102.054.419)	(89.498.525)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(9.045.205)	(6.665.363)
Otros pagos por actividades de operación		(4.060.856)	(2.773.762)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(597.446)	462
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		16.843.806	20.952.132
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(168.669)	(4.493.000)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(11.346.810)	(14.999.548)
Cobros a entidades relacionadas		100.000	4.493.000
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		3.450	1.376
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		682.439	416.301
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(10.729.590)	(14.581.871)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		60.654.714	16.166.020
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		60.654.714	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	16.166.020
Préstamos de entidades relacionadas		25.159.452	48.620.802
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(17.542.990)	(34.561.778)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(55.820.495)	(19.811.155)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		1.039.535	2.834.150
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(8.998.193)	(11.998.098)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.006.329)	(2.031.879)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		2.485.694	(781.938)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		8.599.910	5.588.323
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(3.676)	1.269
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(3.676)	1.269
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		8.596.234	5.589.592
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		9.303.533	3.713.941
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	4	17.899.767	9.303.533

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex- Inversiones Los Lagos III S.A), en adelante la "Sociedad" o "Frontel", se constituyó bajo el nombre Inversiones Los Lagos III Ltda. (Los Lagos III), producto de la división de Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada ("Los Lagos II"), Inversiones Los Lagos III Limitada ("Los Lagos III") e Inversiones Los Lagos IV Limitada ("Los Lagos IV"). A Los Lagos III se le asignaron las acciones que mantenía Inversiones Los Lagos Ltda. en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante, "Antigua Frontel") .

El 15 de diciembre de 2009 los Socios modificaron "Los Lagos III" transformándola en sociedad anónima cerrada y con un giro más amplio de modo de poder realizar las mismas actividades que "Antigua Frontel", entre otras, Distribución de energía eléctrica.

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad con lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011 se produjo la fusión por absorción de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., RUT: 96.986.780-k (Antigua Frontel), en Los Lagos III, adquiriendo esta última, como continuadora legal todos los activos y pasivos de "Antigua Frontel", sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos III S.A., pasó a denominarse, partir de la fecha de materialización de la fusión, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. está inscrita en el Registro de Valores con el número 1073 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 la sociedad a través de la cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo de inversión canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

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

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

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	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes	Períodos 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\$ 339.650, que de acuerdo a NIIF debería ser presentado con cargo a resultados del año (Ver Nota 18.1.5).

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 anuales se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tienen 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 a base de estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan

estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.

- **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo de 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 reconocida dentro de otro resultado integral 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 ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. La Sociedad también considera como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentran en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.5 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados por los años terminados 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 Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

2.6 Bases de preparación

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 (NIIF), 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 o 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 Combinación de negocios

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

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

2.8 Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.9 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

2.10 Compensación de saldos y transacciones

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

2.11 Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de distribución o transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad 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	169.225	408.165
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	2,95%	3,03%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$748.230 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 y de M\$759.882 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 (Ver Nota 21).
- 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
Equipo de tecnología de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas :	10

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

2.12 Activos intangibles

2.12.1 Plusvalía comprada

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

2.12.2 Servidumbres

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

2.12.3 Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, se valorizan a su costo neto de las 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.

2.12.4 Costos de investigación y desarrollo

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

2.13 Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

Si el valor recuperable de un activo o 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.

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

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

Para el cálculo del valor de recuperación de los bienes de Propiedades, planta y equipo, la plusvalía 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 de la Sociedad sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

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

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones.

2.14 Instrumentos financieros

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

2.14.1 Activos financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

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

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

2.14.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.14.3 Pasivos financieros no derivados

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

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los 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.

2.14.4 Derivados y operaciones de cobertura

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

La realización de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la

Sociedad. Las operaciones con instrumentos derivados deben cumplir con todos los criterios establecidos en la norma internacional NIC 39.

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

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

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

2.14.5 Instrumentos de patrimonio

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

2.15 Participación en asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación

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

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma en que se administran las empresas eléctricas del Grupo (Saesa, Frontel, STS, Edelaysen, Luz Osorno, SGA y Sagesa), cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas. Al 31 de diciembre de 2014 el valor de la participación en estas tres empresas es de M\$129.742 y al 31 de diciembre de 2013 de M\$116.459.

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

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

2.16 Inventarios

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

2.17 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, especialmente de apoyos de cables telefónicos, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado 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.

2.17.2 Subvenciones estatales

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

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

2.17.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas 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.

2.18 Provisiones

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

2.19 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 y no 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 financiera 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 año.

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.

2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.21 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados.

Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en 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 contabilizada en la combinación de negocios.

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

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

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro impuestos a las ganancias, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, de acuerdo a NIC 12.

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 2.3 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.

2.22 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23 Ganancias por acción

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

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

2.25 Estado de flujos de efectivo

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

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

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

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas Edelaysen, empresa relacionada) 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.

- 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 entraron 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 Los 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 los 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 10.000 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 M\$	31-12-2013 M\$
Efectivo en Caja	1.080.017	1.001.137
Saldo en Bancos	377.524	595.527
Depósitos a corto plazo	11.014.983	-
Otros instrumentos de renta fija	5.427.243	7.706.869
Totales	17.899.767	9.303.533

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como fondos mutuos de renta fija de plazo inferior a 3 meses desde la fecha de 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.

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

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

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Frontel	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	4.012.773	-
Frontel	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	5.001.650	-
Frontel	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	2.000.560	-
Totales			11.014.983	-

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Frontel	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	5.427.243	2.455.593
Frontel	Banco Estado S.A. AGF	Fondos Mutuos	-	2.293.552
Frontel	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	-	305.082
Frontel	Bice Inversiones AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	2.652.642
Totales			5.427.243	7.706.869

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 M\$	31-12-2013 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	17.899.556	9.303.351
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	211	182
Totales		17.899.767	9.303.533

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 corrientes, bruto	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	14.266.595	-	16.117.972	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	8.904.590	3.841.611	8.963.293	2.184.390
Totales	23.171.185	3.841.611	25.081.265	2.184.390

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	622.591	-	657.335	-
Otras cuentas por cobrar	768.026	-	1.140.081	-
Totales	1.390.617	-	1.797.416	-

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	13.644.004	-	15.460.637	-
Otras cuentas por cobrar, neto	8.136.564	3.841.611	7.823.212	2.184.390
Totales	21.780.568	3.841.611	23.283.849	2.184.390

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

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Facturados	18.967.857	17.748.067
Energía y peajes	11.273.017	10.417.938
Anticipos para importaciones y proveedores	494.095	133.385
Cuenta por cobrar proyectos en curso	2.156.168	2.008.493
Otros	5.044.577	5.188.251
No Facturados o provisionados	3.375.663	6.073.717
Peajes uso de líneas eléctricas	4.885.285	136.683
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	(8.412.512)	(236.082)
Energía en medidores (*)	6.520.805	5.799.434
Provisión ingresos por obras	341.874	333.252
Otros	40.211	40.430
Otros (Cuenta corriente empleados)	827.665	1.259.481
Totales, Bruto	23.171.185	25.081.265
Provisión deterioro	(1.390.617)	(1.797.416)
Totales, Neto	21.780.568	23.283.849

(*) 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	574.453	761.201
Anticipos para importaciones y proveedores	494.095	133.385
Cuenta por cobrar proyectos en curso	2.498.042	2.341.745
Deudores materiales y servicios	771.373	1.777.863
Cuenta corriente al personal	827.665	1.259.481
Otros deudores	3.738.962	2.689.618
Totales	8.904.590	8.963.293
Provisión deterioro	(768.026)	(1.140.081)
Totales, Neto	8.136.564	7.823.212

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2014 es de M\$25.622.179 y al 31 de diciembre de 2013 es de M\$25.468.239.

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

- b) La Sociedad de 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 más de 327 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	302.907	49%
Comercial	12.880	15%
Industrial	2.406	20%
Otros	9.003	16%
Total	327.196	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad, entregar 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 al 31 de diciembre de 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	7.657.349	7.662.643
Con vencimiento entre tres y seis meses	188.757	244.661
Con vencimiento entre seis y doce meses	98.006	204.058
Con vencimiento mayor a doce meses	13.308	38.688
Totales	7.957.420	8.150.050

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	8%	33%
181 a 270	43%	66%
271 a 360	71%	66%
361 o más	100%	100%

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

- d) Al 31 de diciembre de 2014 y 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	202.637	13.864.926	1.708	267.709	204.345	14.132.635	182.650	15.267.710	1.401	484.606	184.051	15.752.316
Entre 1 y 30 días	95.308	5.261.156	647	125.145	95.955	5.386.301	90.028	4.564.628	667	108.727	90.695	4.673.355
Entre 31 y 60 días	18.243	1.886.594	239	222.812	18.482	2.109.406	22.477	2.510.608	247	245.724	22.724	2.756.332
Entre 61 y 90 días	2.655	188.319	59	11.889	2.714	200.208	3.261	247.846	79	8.160	3.340	256.006
Entre 91 y 120 días	1.056	87.218	44	5.481	1.100	92.699	1.366	94.249	40	3.743	1.406	97.992
Entre 121 y 150 días	1.199	82.876	47	4.845	1.246	87.721	1.101	98.032	39	5.561	1.140	103.593
Entre 151 y 180 días	814	57.251	27	2.356	841	59.607	894	74.072	40	9.579	934	83.651
Entre 181 y 210 días	606	62.709	20	2.211	626	64.920	846	186.338	22	2.755	868	189.093
Entre 211 y 250 días	911	70.633	34	3.884	945	74.517	893	88.882	32	5.700	925	94.582
Más de 250 días	7.886	990.296	354	60.623	8.240	1.050.919	8.524	1.291.481	763	91.933	9.287	1.383.414
Totales	331.315	22.551.978	3.179	706.955	334.494	23.258.933	312.040	24.423.846	3.330	966.488	315.370	25.390.334

- e) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la cartera en cobranza judicial y protestada 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	31	24.595	62	44.607
Documentos por cobrar en cobranza judicial	165	266.592	169	449.947
Totales	196	291.187	231	494.554

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 2013	2.672.247
Aumentos (disminuciones) del año	412.493
Montos castigados	(1.287.324)
Saldo al 31 de diciembre 2013	1.797.416
Aumentos (disminuciones) del año	430.269
Montos castigados	(837.068)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	1.390.617

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

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	480.574	292.468
Provisión cartera repactada	(49.402)	120.025
Castigos del año	(837.068)	(1.287.324)
Recuperos del año	(903)	-
Totales	(406.799)	(874.831)

6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

6.1 Accionistas

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

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.287.486	7.405.389.148.824	7.405.694.436.310	99,3125%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3641%
Inversiones Grupo Saesa Limitada	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0744%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0474%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro José	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Pérez Vicens, Claudio Ricardo	22.498	674.912.141	674.934.639	0,0091%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,0077%
Otros minoritarios	204.877.584	3.267.602.289	3.472.479.873	0,047%
Totales	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

6.2 Saldos y transacciones con empresas relacionadas

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

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

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 préstamos entre sociedades se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la relacionada Saesa, la Sociedad y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 13).

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	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\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.505	-	3.796	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	729	-	585	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Venta de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	9.573	-	3.955	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	137	-	193	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	70.411	-	-	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	29	-	29	-
Totales						85.384	-	8.558	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	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\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Mantenimiento Sistema de	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	5.846	-	3.899	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.103	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	266	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	6.114	-	1.297	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.446	-	4.446	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	449.261	-	28.130.760	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	16	-	22	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	200.000	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Servicio Costo Personal	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	576.507	-	490.573	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	71.857	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	26.272	-	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	45.653	-	28.530	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	360	-	7.612	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Arriendo grupos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	109.185	-	135.198	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	2.856	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.411	-	2.024	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.503.407	-	5.053.259	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.884.530	-	2.703.154	-
76.024.762-6	Condor Holding SpA.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	52	-	75	-
Totales						5.692.020	-	36.763.971	-

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	-	13.955
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(337.361)	(323.416)
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(9.814)	5.440
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	68	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Mantenimiento Sistema de Transmisión	(54.858)	(47.590)
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Peajes	159.290	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Peajes	(17.399)	94
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(1.635.226)	(1.376.764)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	-	26
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Peajes	(30.718)	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(1.359)	(19.644)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(663.961)	(687.594)
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	1.743	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(442.981)	(263.751)

6.3 Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2014 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose con fecha 30 de abril en Junta Ordinaria de Accionistas 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, se 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: Iván Díaz- Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

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

Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 no hay saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y 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 83 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, Juzar Pirbhai, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período 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 al 31 de diciembre 2013 son las siguientes:

Director	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	23.813	22.879
Iván Díaz- Molina	23.813	22.915
Totales	47.626	45.794

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con tres ejecutivos como empleados directos. La remuneración de estos ejecutivos con cargo a resultados asciende a M\$112.932 al 31 de diciembre de 2014 y un ejecutivo al 31 de diciembre de 2013 de M\$56.598.

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

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

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

7 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2014:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.892.375	3.835.709	56.666
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	585.558	551.604	33.954
Totales	4.477.933	4.387.313	90.620

Al 31 de diciembre de 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.267.336	3.232.836	34.500
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	423.797	401.631	22.166
Totales	3.691.133	3.634.467	56.666

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\$98.388 para el año 2014 y un abono de M\$11.278 para el año 2013.

Movimiento Provisión	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Provisión Año	98.388	(11.278)
Aplicaciones a provisión	(64.434)	(1.383)
Totales	33.954	(12.661)

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 20)	4.670.770	3.507.335
Otros gastos por naturaleza (*)	1.115.311	655.895
Totales	5.786.081	4.163.230

(*) 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\$4.597.877 (M\$5.050.266 en 2013) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2014 ascienden a M\$733.725 (M\$322.442 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 al 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto renta por recuperar	389.555	728.731
Totales	389.555	728.731

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

	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto a la renta	-	515.725
Iva Débito fiscal	894.049	954.232
Otros	16.826	15.842
Totales	910.875	1.485.799

9 Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

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

Activos Intangibles Neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	5.876.486	4.780.022
Servidumbres	5.860.501	4.738.235
Software	15.985	41.787

Activos Intangibles Bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	6.023.395	4.865.425
Servidumbres	5.860.501	4.738.235
Software	162.894	127.190

Amortización Activos Intangibles	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables	(146.909)	(85.403)
Software	(146.909)	(85.403)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre de 2013 son los siguientes:

Movimiento período 2014		Servidumbre	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014		4.738.235	41.787	4.780.022
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Otros (Activación Obras en Curso)	1.122.266	35.704	1.157.970
	Gastos por amortización	-	(61.506)	(61.506)
	Total movimientos	1.122.266	(25.802)	1.096.464
Saldo final al 31 de diciembre de 2014		5.860.501	15.985	5.876.486

Movimiento año 2013		Servidumbre	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013		4.738.235	69.510	4.807.745
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	-	(27.723)	(27.723)
	Total movimientos	-	(27.723)	(27.723)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		4.738.235	41.787	4.780.022

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

Los 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 Resultados integrales.

10 Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Rut	Empresa	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		57.029.460	57.029.460

La plusvalía comprada relacionada con Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por la sociedad Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Antigua Frontel, RUT 96.986.780-k, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

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

11 Propiedades, Planta y Equipo

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipos	143.892.937	141.025.770
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	1.726.154	1.375.690
Planta y Equipo	122.853.667	108.321.280
Equipamiento de Tecnologías de la Información	687.548	142.560
Instalaciones Fijas y Accesorios	171.359	69.432
Vehículos de Motor	1.107.666	964.479
Construcciones en Curso	14.308.520	27.554.875
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.507.361	1.066.792

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	185.640.885	176.835.394
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	2.560.674	2.172.794
Planta y Equipo	162.211.891	141.899.867
Equipamiento de Tecnologías de la Información	960.871	353.404
Instalaciones Fijas y Accesorios	400.529	282.353
Vehículos de Motor	1.781.112	1.674.482
Construcciones en Curso	14.308.520	27.554.875
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.886.626	1.366.957

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	(41.747.948)	(35.809.624)
Edificios	(834.520)	(797.104)
Planta y Equipo	(39.358.224)	(33.578.587)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(273.323)	(210.844)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(229.170)	(212.921)
Vehículos de Motor	(673.446)	(710.003)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(379.265)	(300.165)

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

Movimiento año 2014	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	1.530.662	1.375.690	108.321.280	142.560	69.432	964.479	27.554.875	1.066.792	141.025.770
Adiciones	-	-	825.849	119	-	-	8.215.834	242.991	9.284.793
Retiros valor bruto	-	-	(129.306)	(9.807)	(301)	(334.463)	-	(5.425)	(479.302)
Retiros Depreciación Acumulada	-	-	20.027	9.585	75	220.018	-	(1.395)	248.310
Otros (Activación Obras en Curso)	-	387.880	19.615.481	617.155	118.477	441.093	(21.462.189)	282.103	-
Gastos por depreciación	-	(37.416)	(5.799.664)	(72.064)	(16.324)	(183.461)	-	(77.705)	(6.186.634)
Total movimientos	-	350.464	14.532.387	544.988	101.927	143.187	(13.246.355)	440.569	2.867.167
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	1.530.662	1.726.154	122.853.667	687.548	171.359	1.107.666	14.308.520	1.507.361	143.892.937

Movimiento año 2013	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	1.530.662	1.422.602	107.459.316	206.581	85.080	721.154	20.414.787	1.224.227	133.064.409
Adiciones	-	-	1.874.158	58	-	5.581	11.667.187	83.589	13.630.573
Retiros	-	(12.295)	(871.811)	(280)	(873)	(3.592)	-	(125.218)	(1.014.069)
Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	4.129.332	-	-	397.767	(4.527.099)	-	-
Gastos por depreciación	-	(34.617)	(4.269.715)	(63.799)	(14.775)	(156.431)	-	(115.806)	(4.655.143)
Total movimientos	-	(46.912)	861.964	(64.021)	(15.648)	243.325	7.140.088	(157.435)	7.961.361
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	1.530.662	1.375.690	108.321.280	142.560	69.432	964.479	27.554.875	1.066.792	141.025.770

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron de M\$748.230 al año terminado al 31 de diciembre de 2014 y de M\$759.882 al año terminado al 31 de diciembre de 2013. Los activos en construcción, según se explica en nota 2.11, incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle:

Costos por préstamos capitalizados	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	169.225	408.165
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	2,95%	3,03%

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

12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

12.1 Impuesto a la renta

- a) El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los ejercicios 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Gasto por Impuestos a las Ganancias	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Gasto por impuesto corriente	1.030.955	966.453
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	88.457	-
Gasto por impuestos corriente, neto, total	1.119.412	966.453
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(542.487)	794.719
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(542.487)	794.719
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	576.925	1.761.172

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	-	6.161
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(16.321)	6.194
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(16.321)	12.355

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la Ganancia (pérdida) antes de impuestos 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 M\$	31-12-2013 M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	6.902.175	10.834.060
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (21% en 2014 y 20% en 2013)	(1.449.457)	(2.166.812)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	95.124	73.518
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(263.734)	(96.817)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	(6.771)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(49.033)	-
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	1.090.175	435.710
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	872.532	405.640
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(576.925)	(1.761.172)
Tasa impositiva efectiva	8,36%	16,26%

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 2.21.

12.2 Impuesto diferido

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

Diferencias temporarias	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 equipo	-	-	2.404.685	2.730.615
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	59.458	21.552	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	333.747	359.484	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	88.623	72.001	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	20.390	11.333	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	139.776	93.980	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	118.748	103.131	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos financieros	-	-	84.072	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	193.384	171.099	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	17.968	1.553	195.494	36.346
Total Impuestos Diferidos	972.094	834.133	2.684.251	2.766.961

- b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos de los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	1.030.527	2.156.281
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(190.233)	604.486
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(6.161)	6.194
Saldo al 31 de diciembre de 2013	834.133	2.766.961
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	41.241	(501.246)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	(16.321)
Impuestos diferidos relacionados con partidas acreditadas (cargadas) directamente a patrimonio	96.720	434.857
Saldo al 31 de diciembre 2014	972.094	2.684.251

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\$ 339.650 por este concepto, según descrito en nota de Cambio Contable.

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

13 Otros Pasivos Financieros

a) El detalle corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Bonos	266.645	61.343.942	1.510.794	15.317.711
Totales	266.645	61.343.942	1.510.794	15.317.711

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 año hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	UF	Semestral	3,2%	SIN	188.909	-	188.909	-	-	-	-	24.375.784	24.375.784
Chile	UF	Semestral	2,5%	SIN	77.736	-	77.736	-	4.649.348	9.233.195	9.233.807	13.851.808	36.968.158
Totales					266.645	-	266.645	-	4.649.348	9.233.195	9.233.807	38.227.592	61.343.942

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2013								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
								M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	UF	Semestral	3,0%	SIN	-	1.510.794	1.510.794	1.331.975	1.331.975	1.331.975	1.331.975	9.989.811	15.317.711
Totales					-	1.510.794	1.510.794	1.331.975	1.331.975	1.331.975	1.331.975	9.989.811	15.317.711

c) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Mas de 90 días a 1 año	Total Corriente	Mas de 1 año hasta 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	Total No Corriente
								Mas de 1 año hasta 2 años	Mas de 2 años hasta 3 años	Mas de 3 años hasta 4 años	Mas de 4 años hasta 5 años		
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE G/ N°663	UF	3,2%	SIN	188.909	-	188.909	-	-	-	-	24.375.784	24.375.784
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE C/ N°662	UF	2,5%	SIN	77.736	-	77.736	-	4.649.348	9.233.195	9.233.807	13.851.808	36.968.158
Totales					266.645	-	266.645	-	4.649.348	9.233.195	9.233.807	38.227.592	61.343.942

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2013								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
								M\$	M\$	M\$	M\$		
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	SIN	-	1.510.794	1.510.794	1.331.975	1.331.975	1.331.975	1.331.975	9.989.811	15.317.711
Totales					-	1.510.794	1.510.794	1.331.975	1.331.975	1.331.975	1.331.975	9.989.811	15.317.711

d) Colocación de Bonos y covenants

A continuación se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie C

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 12 de mayo de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie C, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 662.

Con fecha 4 de junio de 2014, la Sociedad colocó un total de 3.000 bonos de la serie C, por un monto total de UF 1.500.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como "Deuda Financiera Neta" la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas "Derivados de Cobertura" de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como "EBITDA ajustado consolidado" la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por "Inflación Acumulada" la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 2,57.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como "Gastos Financieros Netos" la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la "inflación acumulada". Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 12,59.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie G

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 15 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 663.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie G, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como "Deuda Financiera Neta" la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas "Derivados de Cobertura" de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como "EBITDA ajustado consolidado" la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por "Inflación Acumulada" la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 2,57.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como "Gastos Financieros Netos" la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la "inflación acumulada". Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 12,59.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

En diciembre de 2009, la Sociedad en conjunto con la relacionada Saesa, celebraron un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales:

- Razón de endeudamiento máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 0,64.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. En el año calendario 2014, la Sociedad distribuyó 884 GWh. Por el año calendario 2013, la Sociedad distribuyó 825 GWh. Adicionalmente, en 2014 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

14 Política de Gestión de Riesgos

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

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

14.1 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 tarificados.

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

14.1.1 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 4,9% anual (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 (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 de actividades ordinarias de aproximadamente 0,6% anual (base 2013).

c) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE comenzó la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante) y que se espera sean publicados durante el segundo semestre del 2014. Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y ha enviado los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14. Las nuevas tarifas de Subtransmisión implicaron una disminución en los Ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad de aproximadamente un 0,6% (base 2013).

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregarán a la CNE a principios de diciembre.

Mediante Resolución Exenta N°648 del 11 de diciembre de 2014 la CNE informa la recepción conforme de los Estudios.

Mediante Resolución Exenta N°697 del 26 de diciembre de 2014 y modificada mediante Resolución Exenta N°711 del 31 de diciembre de 2014 la CNE convoca a Audiencia Pública para que los Consultores presenten los resultados de los estudios.

Las audiencias públicas, donde se presentarán los resultados de los estudios se realizarán durante enero 2015

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

d) Contratos de suministro

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

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.

e) Abastecimiento de energía

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

14.2 Riesgo financiero

Los flujos de la Sociedad, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

14.2.1 Tipo de cambio

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

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.

14.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 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 (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad genera corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF, y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$307.839 al 31 de diciembre de 2014.

14.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

14.2.4 Riesgo de liquidez

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

Actualmente, el 100% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante bonos.

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

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

14.2.5 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 otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

El riesgo de incobrabilidad 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	8%	33%
181 a 270	43%	66%
271 a 360	71%	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.

14.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Al 31 de diciembre de 2014	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	25.622.179	-	-	25.622.179
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	85.384	-	-	85.384
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	1.457.541	16.442.226	-	17.899.767
Totales	-	27.165.104	16.442.226	-	43.607.330

Al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	25.468.239	-	-	25.468.239
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	8.558	-	-	8.558
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	1.596.664	7.706.869	-	9.303.533
Totales	-	27.073.461	7.706.869	-	34.780.330

b) Pasivos Financieros

Al 31 de diciembre de 2014	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Pasivos Financieros Corrientes y no corrientes (préstamos que devengan intereses)	-	61.610.587	-	-	61.610.587
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	14.886.685	-	-	14.886.685
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	-	5.692.020	-	-	5.692.020
Totales	-	82.189.292	-	-	82.189.292

Al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Pasivos Financieros Corrientes y no corrientes (préstamos que devengan intereses)	-	16.828.505	-	-	16.828.505
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	12.533.485	-	-	12.533.485
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	-	36.763.971	-	-	36.763.971
Totales	-	66.125.961	-	-	66.125.961

14.2.7 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	1.080.017	1.080.017
Saldo en Bancos	377.524	377.524
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	21.780.568	21.780.568

Pasivos Financieros - al 31.12.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Bonos	61.610.587	61.714.644
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14.886.685	14.886.685

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:

- Las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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

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

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

15 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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 M\$	31-12-2013 M\$
Cuentas por pagar comerciales	13.635.844	10.904.070
Otras cuentas por pagar	1.250.841	1.629.415
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14.886.685	12.533.485

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 M\$	31-12-2013 M\$
Proveedores por compra de energía	10.772.853	7.879.509
Cuentas por pagar bienes y servicios	2.862.991	3.024.561
Dividendos por pagar	23.042	26.259
Cuentas por pagar instituciones fiscales	106.958	106.365
Otras cuentas por pagar	1.120.841	1.496.791
Totales acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	14.886.685	12.533.485

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 31 de diciembre de 2014 y 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	431.587	11.966.910	1.237.347	13.635.844	582.013	9.778.678	543.379	10.904.070
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	431.587	11.966.910	1.237.347	13.635.844	582.013	9.778.678	543.379	10.904.070

16 Provisiones

16.1 Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente		No corriente	
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	393.880	360.004	-	-
Provisión por beneficios anuales	1.375.322	1.356.118	-	-
Totales	1.769.202	1.716.122	-	-

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	360.004	1.356.118	1.716.122
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	179.850	1.039.222	1.219.072
Provisión utilizada	(145.974)	(1.020.018)	(1.165.992)
Total movimientos en provisiones	33.876	19.204	53.080
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	393.880	1.375.322	1.769.202

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	414.131	1.177.357	1.591.488
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	194.925	1.313.801	1.508.726
Provisión utilizada	(249.052)	(1.135.040)	(1.384.092)
Total movimientos en provisiones	(54.127)	178.761	124.634
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	360.004	1.356.118	1.716.122

16.2 Otras provisiones

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

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente		No corriente	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Otras provisiones (Multas)	138.262	301.576	-	-
Totales	138.262	301.576	-	-

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	301.576
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(145.309)
Provisión utilizada	(18.005)
Total movimientos en provisiones	(163.314)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	138.262

Provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	420.259
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	89.112
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(78.521)
Provisión utilizada	(122.240)
Reversos de provisión no utilizada.	(7.034)
Total movimientos en provisiones	(118.683)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	301.576

16.3 Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

a) **Beneficios de prestación definida:**

Indemnización 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:

Provisiones no corrientes, Indemnización por años de servicio	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Indemnización por años de servicio	2.244.031	2.029.524
Totales	2.244.031	2.029.524

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

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	2.029.524
Costo por intereses	198.984
Costo del servicio del año	176.132
Pagos en el año	(221.060)
Variación actuarial por cambio de tasa	195.799
Variación actuarial por experiencia	(135.348)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	2.244.031

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	1.928.865
Costo por intereses	119.313
Costo del servicio del año	145.536
Pagos en el año	(133.218)
Variación actuarial por cambio de tasa	18.708
Variación actuarial por experiencia	(49.680)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	2.029.524

- 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	198.984	119.313
Costo del servicio del año	176.132	145.536
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	375.116	264.849
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	60.451	(30.972)
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	435.567	233.877

- 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	66 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento

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% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento/ (disminución) de pasivo	216.748	(185.283)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial

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% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) /aumento de pasivo	(190.200)	218.528

16.4 Juicios y multas

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

16.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesales	Monto M\$
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Pendiente en segunda instancia.	24.627
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	2.903.336
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	2366-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Conejeros con FRONTEL)	Pendiente en segunda instancia	24.627
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	988-2013	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual. Incendio. (Peña con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	24.627
FRONTEL	Juzgado de Letras de Collipulli	114-2013	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual. Incendio.	Pendiente en primera instancia	170.000
FRONTEL	Primer Juzgado civil de Temuco	5829-2013	Cobro por reembolso	Pendiente en primera instancia	23.258
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	689-2013	Servidumbre (Leonelli con FRONTEL) (*)	Pendiente en primera instancia	399.854
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	688-2013	Servidumbre (Cortés con Frontel) (*)	Pendiente en primera instancia	278.315
FRONTEL	Primer Juzgado Civil de Osorno	2695-2013	Indemnización de perjuicios (Campos con Frontel)	Pendiente en primera instancia	24.627
FRONTEL	Juzgado Civil de Nacimiento	362-2013	Indemnización de perjuicios (Salazar con Frontel)	Pendiente en primera instancia	24.627
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	747-2013	Indemnización de perjuicios (Serv. Inmobiliaria con Frontel) (*)	Pendiente en primera instancia	623.558
FRONTEL	Juzgado de Letras de Purén	70-2013	Indemnización de Perjuicios (Serv. De la Cruz con Frontel) (*)	Pendiente en primera instancia	540.216
FRONTEL	Juzgado de Letras de Purén	67-2013	Indemnización de Perjuicios (Serv. San Martín con Frontel) (*)	Pendiente en primera instancia	603.036
FRONTEL	Juzgado de Letras de Angol	310-2014	Extinción de servidumbre (Cuevas con Frontel)	Pendiente en primera instancia	No determinado
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	3007-2014	Indemnización de perjuicios (González con Frontel)	Pendiente en primera instancia	24.627
FRONTEL	Juzgado de Letras de Carahue	41-2014	Demanda de indemnización de perjuicios. Incendio.	Pendiente en primera instancia	25.832
FRONTEL	Juzgado Civil de Angol	C- 479-2014	Impugnación de tasación en indemnización Serv (Sierra Nevada con FRONTEL) (*)	Pendiente en primera instancia	64.891

(*) En monto se informa la diferencia solicitada entre el demandante y la tasación realizada por Hombres Buenos.

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

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

16.4.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	10.368

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

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

17. Otros Pasivos no Financieros

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

Otros pasivos No Financieros	Corriente		No corriente	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	9.190.779	9.080.963	-	-
Otras obras de terceros	2.075.766	2.091.293	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	13.345	12.661
Totales	11.266.545	11.172.256	13.345	12.661

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

18. Patrimonio

18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 el capital social de Frontel asciende a M\$133.737.399. El capital está representado por 511.881.204 acciones serie A y 7.456.447.468.839 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

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

18.1.2 Dividendos

Con fecha 30 de abril de 2014 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00120693 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo e imputó a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013.

Lo anterior significó un pago total de M\$9.000.000 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 28 de mayo de 2014, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 30 de abril de 2013 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00061048 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo e imputó a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y el pago de un dividendo adicional de \$0,00099875 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores.

Lo anterior significó un pago total de M\$12.000.000 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 29 de mayo de 2013, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

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

18.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de la Sociedad que presenta diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	667	(606)

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

18.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2014:

	Saldo al 01 de enero de 2014 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2014 M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(606)	1.273	-	667
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(22.278)	-	(44.180)	(66.458)
Efecto por fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	8.011.148
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	4.577.306
Efecto fusión STS y SAGESA	16	-	-	16
Totales	12.565.586	1.273	(44.180)	12.522.679

Otras reservas varias por M\$4.577.306, está compuesta por M\$419.738, que corresponde a revalorización del capital pagado por el período 05 de agosto de 2009 a diciembre 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros y M\$ 4.157.568 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A Los Lagos III se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente los montos a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El efecto por fusión de M\$8.011.148 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$7.502.284. El saldo restante está formado por un monto de M\$508.864, que corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Frontel en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición.

La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

Salos al 31 de diciembre de 2013:

	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2013 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.297)	691	-	-	(606)
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	(24.668)	-	24.668	-	-
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(47.063)	-	-	24.785	(22.278)
Efecto por fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	-	8.011.148
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	4.577.306
Efecto por fusión 31.05.2011	16	-	-	-	16
Totales	12.515.442	691	24.668	24.785	12.565.586

18.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2014:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/14	10.919.157	231.773	11.150.930
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	6.325.250	-	6.325.250
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(6.278.134)	-	(6.278.134)
Provisión dividendo mínimo del período	(1.897.574)	-	(1.897.574)
Efecto en patrimonio Oficio N°856 SVS	(339.650)	-	(339.650)
Saldo final al 31/12/14	8.729.049	231.773	8.960.822

La utilidad distributable del período enero-diciembre 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\$6.325.250.

Saldos al 31 de diciembre de 2013:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/13	15.202.429	231.773	15.434.202
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	9.072.888	-	9.072.888
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(10.634.294)	-	(10.634.294)
Provisión dividendo mínimo del período	(2.721.866)	-	(2.721.866)
Saldo final al 31/12/13	10.919.157	231.773	11.150.930

La utilidad distributable del período enero-diciembre 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\$9.072.888.

18.2 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.

18.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 13 d).

19. Ingresos

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

Ingresos Ordinarios	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Venta de Energía	86.181.038	87.470.106
Ventas de energía	86.181.038	87.470.106
Otras Prestaciones y Servicios	2.400.258	2.347.849
Apoyos	130.735	289.405
Arriendo de medidores	340.847	339.316
Cortes y reposición	600.747	432.305
Pagos fuera de plazo	1.162.044	1.076.879
Otros	165.885	209.944
Totales Ingresos Ordinarios	88.581.296	89.817.955

Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	6.200.679	4.364.313
Venta de materiales y equipos	1.809.530	1.839.686
Arrendamientos	379.521	356.713
Intereses créditos y préstamos	113.949	135.398
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	2.648.462	2.075.520
Otros ingresos	883.103	571.041
Totales Otros ingresos, por naturaleza	12.035.244	9.342.671

20. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Compras de energía y peajes	54.179.087	55.952.046
Compra de materiales	4.670.770	3.507.335
Totales	58.849.857	59.459.381

21. Gastos por Beneficios a los Empleados

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

Gastos por Beneficios a los Empleados	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Sueldos y salarios	8.980.900	8.475.982
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	736.776	881.673
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	745.510	411.038
Activación costo de personal	(748.230)	(759.882)
Totales	9.714.956	9.008.811

22. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Depreciación y Amortización	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Depreciaciones	6.186.634	4.655.143
Amortizaciones de intangibles	61.506	27.723
Totales	6.248.140	4.682.866

23. Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	5.410.843	4.566.117
Mantención medidores, ciclo comercial	2.939.299	2.807.307
Operación vehículos, viajes y viáticos	484.192	407.683
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	9.883	2.075
Provisiones y castigos	462.062	220.178
Gastos de administración	1.634.558	1.639.442
Otros gastos por naturaleza	4.589.960	3.712.389
Total Otros Gastos por Naturaleza	15.530.797	13.355.191

24. Resultado Financiero

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

Ingresos Financieros	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	684.031	399.766
Otros ingresos financieros	1.811	16.535
Total Ingresos Financieros	685.842	416.301

Costos Financieros	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Gastos por préstamos bancarios	-	(859.228)
Gastos por bonos	(1.041.449)	(504.336)
Otros gastos financieros	(956.470)	(920.829)
Activación gastos financieros	169.225	408.165
Total Costos Financieros	(1.828.694)	(1.876.228)

Resultado por unidades de reajuste	(2.191.653)	(353.414)
Diferencias de cambio	(3.754)	(1.055)
Positivas	-	-
Negativas	(3.754)	(1.055)
Total Costo Financiero	(4.024.101)	(2.230.697)

Total Resultado Financiero	(3.338.259)	(1.814.396)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

25. Información por Segmento

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

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

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

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

26. Hechos Posteriores

En el período 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.

27. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Evaluación plan de manejo	Inversión	2.824	2.014
Asesorías medioambientales	Costo	5.838	213
Gestión de residuos	Costo	625	1.771
Reforestaciones	Inversión	21.839	37.577
Otros gastos medioambientales	Costo	448	301
Proyectos de inversión	Inversión	65.939	73.832
Totales		97.513	115.708

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

28. 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 la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.290.689	2.805.991	1.160.222	324.476
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.951.422	4.059.677	652.993	238.752
Municipalidad de Tucapel	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	42.494	42.494	-	-
Director de Vialidad	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	171.449	171.449	-	-
Director de Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	52.603	52.603	-	-
Director de Vialidad Región del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	113.829	80.164	33.665	-
Empresa Transmisora Valle Allipen	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	345.395	345.395	-	-
Municipalidad de Quillaco	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	28.756	28.756	-	-
Totales					9.996.637	7.586.529	1.846.880	563.228

29. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$368.962.

30. Sociedades Asociadas

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

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2014 %	Saldo al 01.01.2014 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31.12.2014 M\$	Utilidad no realizada 31.12.2014 M\$	Total 31.12.2014 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	91.628	15.017	(709)	(1.298)	104.638	-	104.638
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	16.648	2.429	(2.094)	(270)	16.713	-	16.713
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	8.183	372	(1.445)	1.281	8.391	-	8.391
Totales			116.459	17.818	(4.248)	(287)	129.742	-	129.742

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2013 %	Saldo al 01.01.2013 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31.12.2013 M\$	Utilidad no realizada 31.12.2013 M\$	Total 31.12.2013 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	80.356	12.654	(1.413)	31	91.628	-	91.628
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	15.282	1.950	(585)	1	16.648	-	16.648
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	7.090	594	(192)	691	8.183	-	8.183
Totales			102.728	15.198	(2.190)	723	116.459	-	116.459

31. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

a) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 año hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31-12-2014
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		al31-12-2014 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Mas de 3 años hasta 4años M\$		
Chile	UF	2,50%	-	917.815	917.815	917.815	5.535.397	9.980.887	9.751.434	14.196.924	40.382.457
Chile	UF	3,20%	390.931	390.931	781.862	781.862	781.862	781.862	781.862	33.032.107	36.159.555
Totales			390.931	1.308.746	1.699.677	1.699.677	6.317.259	10.762.749	10.533.296	47.229.031	76.542.012

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31-12-2013	
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$			
Chile	UF	3,00%	913.875	903.968	1.817.843	1.778.193	1.659.198	11.193.134	18.067.916	11.193.134	18.067.916	
Totales			913.875	903.968	1.817.843	1.778.193	1.659.198	11.193.134	18.067.916	11.193.134	18.067.916	

- Individualización de bonos

								31 de diciembre 2014								
RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente		No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años			
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31-12-2014	Mas de 1 año hasta 2 años	Mas de 2 años hasta 3 años	Mas de 3 años hasta 4 años	Mas de 4 años hasta 5 años	Mas de 5 años	al 31-12-2014
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE CN°662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	917.815	917.815	917.815	5.535.397	9.980.887	9.751.434	14.196.924	40.382.457
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE GN°663	Chile	UF	3,24%	3,20%	390.931	390.931	781.862	781.862	781.862	781.862	781.862	33.032.107	36.159.555
Totales								390.931	1.308.746	1.699.677	1.699.677	6.317.259	10.762.749	10.533.296	47.229.031	76.542.017

Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de la Frontera 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	44.695	37.095	7.600	20%
Activos No Corrientes	211.742	205.970	5.772	3%
Total Activos	256.437	243.065	13.372	6%
Pasivos Corrientes	34.930	65.484	(30.554)	(47%)
Pasivos No Corrientes	66.286	20.127	46.159	229%
Patrimonio	155.221	157.454	(2.233)	(1%)
Total Pasivos y Patrimonio	256.437	243.065	13.372	6%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$13.372 respecto de diciembre de 2013, explicado por un aumento en los Activos Corrientes de MM\$7.600 y en los Activos No Corrientes de MM\$5.772.

La variación positiva de los Activos Corrientes es originada por:

- a) Aumento en Efectivo y Equivalentes al Efectivo (MM\$8.596), debido a emisión de Bonos Serie C (en junio) y Serie G (en noviembre), compensado parcialmente con el pago anticipado de los Bonos Serie A en diciembre y deuda financiera con relacionada.
- b) Aumento en Inventarios Corrientes (MM\$753), por incremento en el stock de materiales destinados a mantención y obras ampliación del Sistema Eléctrico.

Lo anterior, compensado parcialmente con disminución en Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$1.503), originado por provisión de menores ingresos de Subtransmisión por los periodos 2011- 2013.

La variación positiva de los Activos No Corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento en Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$1.657), debido a beneficios otorgados a empleados producto de término de negociación colectiva.

- b) Aumento en Activos Intangibles Distinto de la Plusvalía (MM\$1.096), por incorporación de nuevas servidumbres.
- c) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM\$2.867) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con la depreciación de Propiedades, planta y equipo.

2) Pasivos

Los pasivos presentan un aumento de MM\$15.605 respecto de diciembre de 2013, explicado por una disminución en los Pasivos Corrientes de MM\$30.554 y un aumento en los Pasivos No Corrientes de MM\$46.159.

La variación negativa de los Pasivos Corrientes se explica, principalmente por disminución de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM\$31.072) debido a pago de préstamos a Matrices y pago de dividendos.

El aumento de los Pasivos No Corrientes, se explica por mayores saldos de Otros Pasivos Financieros (MM\$46.026), por colocación de Bono Serie C y Serie G en el mes de junio y noviembre 2014, compensado parcialmente con el pago anticipado de Bono Serie A en diciembre.

3) Patrimonio

Este rubro presenta una disminución de MM\$2.233 respecto de diciembre de 2013, principalmente por el pago de dividendos neto de provisión (MM\$8.176) 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\$340), compensado parcialmente por el resultado del periodo (MM\$6.325).

Principales Indicadores:

		Unidad	dic-14	dic-13	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,3	0,6	125,9%
	Razón Ácida (2)	Veces	1,2	0,5	125,8%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,7	0,5	19,9%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	9,0	9,2	-2,3%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	34,5%	76,5%	(54,9%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	65,5%	23,5%	178,6%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	9.547	12.708	(24,9%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2,4	3,4	(30,3%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	153	107	43,0%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	65,5	71,0	(7,8%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	16.521	16.894	(2,2%)
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	4,05%	5,69%	(28,8%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	2,53%	3,84%	(34,0%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	7,21%	9,23%	(21,9%)
	Utilidad por acción (14)	\$	0,0008	0,0012	(30,3%)

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\$112 en inversiones con subsidios, mientras que en el 2013 sólo MM\$41.

(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):

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

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

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	100.617	99.161	1.456	1%
Materias primas y consumibles utilizados	(58.850)	(59.459)	609	(1%)
Margen de contribución	41.767	39.702	2.065	5%
Gasto por Beneficio a los Empleados	(9.715)	(9.009)	(706)	8%
Otros gastos por naturaleza	(15.531)	(13.355)	(2.176)	16%
Resultado bruto de explotación	16.521	17.338	(817)	(5%)
Gasto por Depreciación y Amortización	(6.248)	(4.683)	(1.565)	33%
Resultado de explotación	10.273	12.655	(2.382)	(19%)
Resultado Financiero	(3.338)	(1.815)	(1.523)	84%
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	17	15	2	13%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(50)	(21)	(29)	138%
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	6.902	10.834	(3.932)	(36%)
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(577)	(1.761)	1.184	(67%)
Ganancia (Pérdida)	6.325	9.073	(2.748)	(30%)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	6.325	9.073	(2.748)	(30%)

1) Resultado de Explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto del mismo periodo del año anterior en MM\$2.382, lo que se explica por:

- Mayores Otros gastos por naturaleza (MM\$2.176), principalmente por incremento de costos en operación y mantención sistema eléctrico, relacionado con temporales, contratistas de control de pérdida y obsolescencia del inventario.
- Mayores Gastos del Personal (MM\$706), por indexación por IPC y mayores pagos de indemnizaciones por desvinculaciones.
- Mayor Gasto por Depreciación y Amortización (MM\$1.565), por nuevas inversiones, principalmente las cerradas desde mediados de 2013 y 2014.

Lo anterior, compensado por mayor margen de Subtransmisión (MM\$1.211), por efectos negativos en 2013 por reliquidación de decreto relacionado.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$1.523 comparado con el mismo periodo del año anterior, principalmente por disminución de los resultados (mayor pérdida) por Unidades de Reajuste (MM\$1.838), originado por la variación del valor de la UF en el periodo enero-diciembre 2014 (5,64%) versus periodo enero-diciembre 2013 (2,07%) y por aumento de deuda en esa moneda.

3) Resultado del Período

La Sociedad al 31 de diciembre de 2014 obtuvo utilidades por MM\$6.325, lo que implicó una disminución de MM\$2.748 respecto al año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos

Flujo de Efectivo	dic-14 MM\$	dic-13 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	16.844	20.952	(4.108)	(20%)
de la Inversión	(10.730)	(14.582)	3.852	(26%)
de Financiación	2.486	(782)	3.268	(418%)
Flujo neto del período	8.600	5.588	3.012	54%
Variación en la tasa de cambio	(4)	2	(6)	(300%)
Incremento (disminución)	8.596	5.590	3.006	54%
Saldo Inicial	9.304	3.714	5.590	151%
Saldo Final	17.900	9.304	8.596	92%

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$17.900.

El aumento del flujo neto del periodo respecto del 2013, se explica por:

- 1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en actividades de Operación, principalmente por mayor desembolso de efectivo en pagos de proveedores, pagos a y por cuenta de los empleados por finalización del proceso de negociación colectiva y mayor pago de impuesto a la Renta. Lo anterior compensado parcialmente con un mayor cobro de ventas.
- 2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo por actividades de Inversión originado, principalmente por menores compras de propiedades, planta y equipos.
- 3) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en actividades de Financiación, originado principalmente por colocación de Bonos Serie C y G, en junio y noviembre respectivamente, compensado parcialmente con mayor pago de préstamos a matriz y menor pago de dividendos.

IV. Mercados en que Participa

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

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.

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 4,9% anual (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 (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 de actividades ordinarias de aproximadamente 0,6% anual (base 2013).

c) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE comenzó la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante) y que se espera sean publicados durante el segundo semestre del 2014. Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y ha enviado los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14. Las nuevas tarifas de Subtransmisión implicaron una disminución en los Ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad de aproximadamente un 0,6% (base 2013).

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregarán a la CNE a principios de diciembre.

Mediante Resolución Exenta N°648 del 11 de diciembre de 2014 la CNE informa la recepción conforme de los Estudios.

Mediante Resolución Exenta N°697 del 26 de diciembre de 2014 y modificada mediante Resolución Exenta N°711 del 31 de diciembre de 2014 la CNE convoca a Audiencia Pública para que los Consultores presenten los resultados de los estudios.

Las audiencias públicas, donde se presentarán los resultados de los estudios se realizarán durante enero 2015

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

d) Contratos de suministro

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

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.

e) Abastecimiento de energía

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

Los flujos de la Sociedad, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

2.1) Riesgos Tipo de cambio

La Sociedad, que opera en moneda funcional peso, realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas

transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

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) Riesgos Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 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 (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad genera corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF, y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$307.839 al 31 de diciembre de 2014.

2.3) Riesgos Tasa de Interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

2.4) Riesgos Liquidez.

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

Actualmente, el 100% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante bonos.

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

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

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 otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

El riesgo de incobrabilidad 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	8%	33%
181 a 270	43%	66%
271 a 360	71%	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).

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

En forma periódica, de acuerdo con lo que establece la NIC 36, la Sociedad monitorea la existencia de algún indicio de que alguna de sus Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) pudiera sufrir pérdida por deterioro. En el caso que efectivamente existan indicios, se realiza una estimación del monto recuperable del activo para determinar el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables, que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la UGE a la que pertenece el activo, entendiendo como tal al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independiente.

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

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

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