

Reporte Anual 2016

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio 4

Visión Corporativa 6

Identificación de la Sociedad 7

Antecedentes Relevantes 8

Estructura de Propiedad 9

Propiedad y Control 10

Gobierno Corporativo 10

Responsabilidad social y desarrollo sostenible 11

Directorio 14

Administración 15

Estructura Organizativa 17

Marcha de la Empresa 18

Línea de Tiempo 23

Descripción del Sector Eléctrico en Chile 26

Actividades de la Sociedad 26

Factores de Riesgo 35

Gestión Financiera 40

Información Financiera 43

Hechos Relevantes 44

Estados Resumidos 45

Estados Financieros 48

Carta del Presidente del Directorio

Carta Presidente del Directorio 2016

Estimados inversionistas, clientes, colaboradores y autoridades, por encargo de nuestro directorio, presento a ustedes nuestro reporte anual de acciones relevantes desarrolladas durante 2016.

Hemos cumplido 90 años de existencia llevando la energía vital para el desarrollo y bienestar de más de 100 comunas del sur del país, sin duda un gran orgullo para nuestros clientes y trabajadores que han visto a la empresa crecer y madurar en los distintos sectores del negocio eléctrico; y en los años recientes también ampliando nuestra zona de operación al norte de Chile, mediante la construcción de proyectos de transmisión.

Estos 90 años de energía, nos alcanzan en un periodo de consolidación de nuestra operación, que nos enorgullece exhibir, toda vez que logramos cumplir en un 100% la exigencia de estándares de calidad de servicio impuesta por la autoridad. Creemos que estamos siendo un referente en la industria, gracias a nuestros acertados planes de mejoramiento e inversión, definidos en una planificación consciente y participativa.

Estamos viviendo cambios regulatorios importantes, como la Ley de Transmisión y una fijación tarifaria exigente y detallada, que revisa exhaustivamente nuestros procesos de gasto e inversión y nos invita a pensar con dedicación cada paso que definimos dar.

Con el respaldo permanente de nuestros inversionistas, vamos a seguir consolidando la estructura y posicionando al Grupo Saesa en el mundo de la transmisión. Ello ya nos ha permitido crecer y ampliar nuestra zona de operación hacia un sector donde hoy la competencia nos plantea desafíos cada vez mayores.

Buscamos continuar comprometidos con el desarrollo de la transmisión en Chile. Esto queda en evidencia con la entrada en funcionamiento de la subestación Kapatur y la línea de transmisión de 70 kilómetros en doble circuito de 220 Kilovoltios, Kapatur – O´Higgins, en Mejillones. Un proyecto de inversión de 70 millones de dólares, actualmente la GIS más importante instalada en el sistema eléctrico nacional, que BHP Billiton, una de las más importantes compañías mineras del mundo, confió al Grupo Saesa para potenciar el actual sistema de transmisión de Minera Escondida, y que simultáneamente contribuye a la anhelada interconexión SING-SIC.

El año 2016 también trajo complejidades y nos llevó a enfrentar una de las contingencias más grandes que hemos vivido en la Región de Aysén. Con la más baja pluviometría de la historia, los embalses casi secos y sin viento para generación eólica, fuimos capaces de aumentar la generación de respaldo para asegurar el abastecimiento energético de la región, destinando más de $3.000 millones a ello, porque responder a nuestro compromiso con la comunidad es permanente.

La Equidad Tarifaria Residencial y el Reconocimiento a la Generación Local, fueron buenas noticias para los más de 817.000 clientes que atendemos a través de las cuatro distribuidoras. Ambos proyectos impulsados por la autoridad sectorial, llegan a equilibrar las cuentas y también a aportar a las comunas que contribuyen con más generación al sistema, trayendo consigo un aporte a los clientes, iniciativa que no podemos más que aplaudir.

Vemos muy positivo para el cliente final este cambio, pero también notamos la disminución progresiva en los costos de la energía y el aumento de la competencia en cada territorio. Estamos seguros que este nuevo escenario

traerá consigo enormes desafíos para el sector, tanto en la incorporación de nuevas líneas de negocios, como también en la optimización de procesos de servicio a los clientes.

En el ámbito de la seguridad, nos tranquiliza ver que hemos cumplido 3 años sin accidentes graves, objetivo en extremo relevante para nuestra compañía, donde la seguridad es un intransable. Nos enorgullece exhibir los mejores indicadores de seguridad de la industria en Chile.

A partir de 2016 dimos inicio a un cambio cultural profundo, donde los valores que definimos pasaron a estar al centro de nuestras acciones e impulsaron una dedicación mayor a nuestras personas.

Iniciativas como el trabajo flexible y la creación de beneficios orientados a aumentar el tiempo disponible para la familia y el bienestar personal; son parte de las actividades de un plan intensivo orientado al cambio en la cultura de la compañía que partió hace poco más de un año. En 2016 este plan tuvo mayor intensidad, lo que hizo posible mirar con satisfacción sus importantes resultados, por ejemplo, al permitirnos escalar hasta la posición 23 en el ranking de las mejores empresas para trabajar en Chile, Great Place to Work.

El EBITDA alcanzó los 92.098 millones, por sobre el plan anual, que creció gracias al importante plan de inversiones que comienza a generar ingresos adicionales.

Estamos siendo parte de un cambio gigantesco en las empresas del sector energético, donde las comunidades en general y cada cliente en particular exige mucho más. Aumenta el acceso a la información, se exige más transparencia e integridad corporativa, crece la competencia y se abren los mercados. Estamos decididos a estar a la altura.

Invito a ustedes a revisar en detalle el desempeño del Grupo Saesa en el año 2016,

Un saludo afectuoso,



Jorge Lesser García-Huidobro

Presidente Grupo Saesa

Visión Corporativa

Nuestra visión es entregar energía confiable, contribuyendo al bienestar y desarrollo del país.

Nuestro trabajo se fundamenta en el compromiso con nuestros clientes, el cuidado del medio ambiente y el desarrollo y seguridad de nuestros trabajadores.

Tenemos una visión de largo plazo y buscamos asegurar la creación de valor para nuestros accionistas.

Misión

La Misión de Saesa para el próximo quinquenio es consolidar su operación y redefinir sus capacidades comerciales con una mentalidad verdaderamente centrada en el cliente.

Al año 2021 la Compañía debe ser reconocida en la industria por una gestión de excelencia y alta calidad de producto, así como por un sólido vínculo con el regulador y las comunidades.

Crecimiento y visión 2021

Durante los próximos 5 años el Grupo Saesa aumentará significativamente su valor económico y ampliará su portafolio de negocios. La empresa debe desarrollar además una cultura de innovación y anticiparse a los cambios del futuro en esta industria.

Valores Corporativos

Para alcanzar los objetivos y visión del negocio, la empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores y quehacer diario, basándose en siete valores fundamentales:

1. Integridad: Hacemos lo correcto
2. Transparencia: Vamos con verdad y honestidad
3. Seguridad: Un intransable
4. Excelencia: Hacemos las cosas de manera impecable
5. Foco en el cliente: El centro de nuestra gestión
6. Eficiencia: Clave en nuestra industria
7. Sustentabilidad: Somos responsables con el futuro

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Nombre de Fantasía	Luz Osorno
Rol Único Tributario	96.531.500-4
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 24147500
Fax	(2) 24147009
Correo Electrónico	infoinversionistas@saesa.cl
Sitio web	www.gruposaesa.cl
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385450
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Entidades Informantes	Nº 116
Fecha Inscripción Registro de Entidades Informantes	09/05/2010
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988, otorgada en Notaría de Osorno de don Oscar Aníbal Henríquez. Extracto autorizado inscrito a fojas 46 vta N°35 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Osorno del año 1988.

Antecedentes Relevantes

Antecedentes Financieros

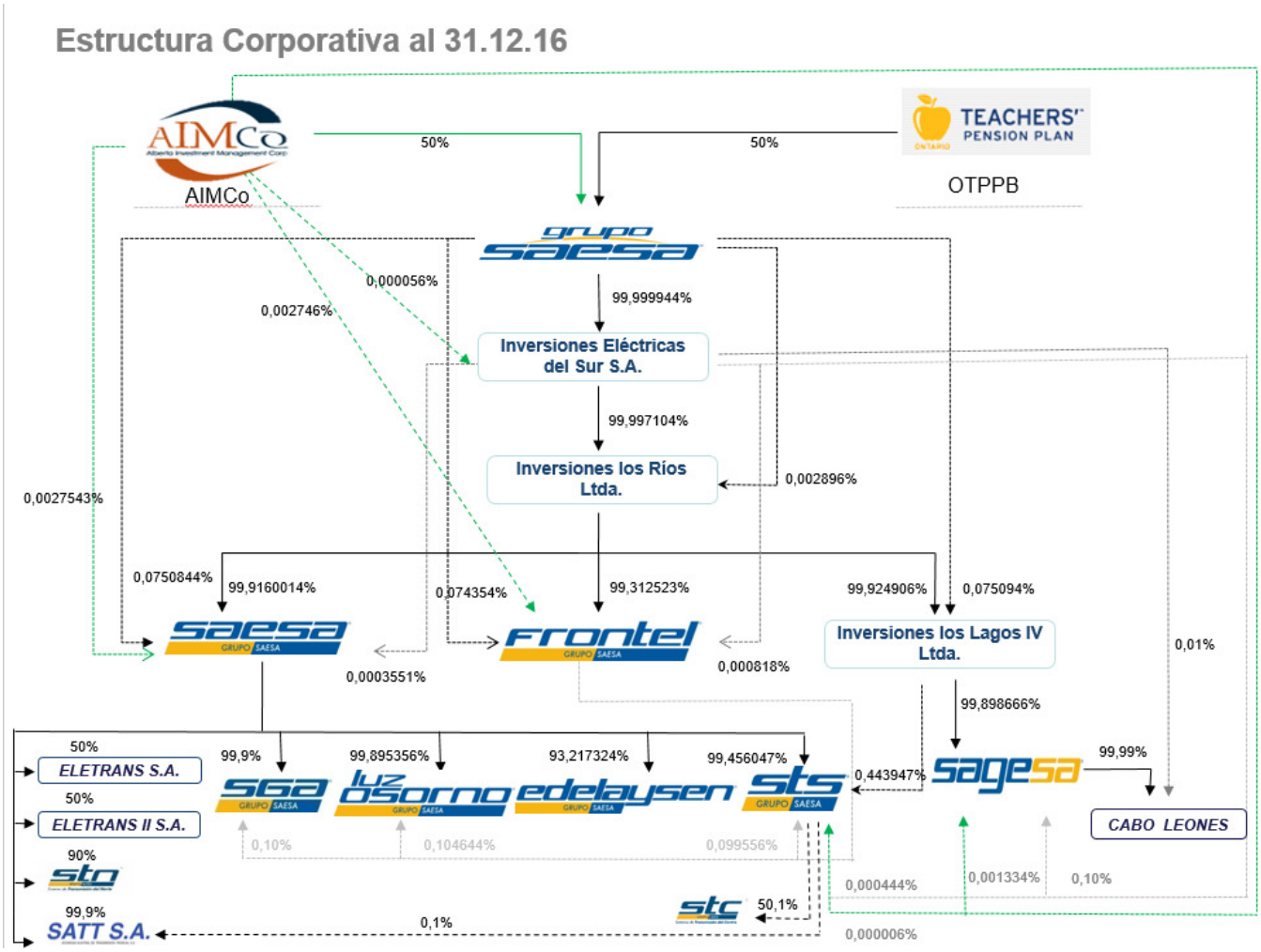
	MM$ 2016	MM$ 2015
Ingresos	19.231	16.588
Margen Bruto	5.170	5.307
Ganancia	2.130	2.234
Activos	22.777	24.151
Pasivos	6.918	8.217
Patrimonio	15.859	15.934
Inversiones	1.266	1.035
EBITDA	3.510	3.690

Cifras Operacionales

	2016	2015
Venta de Energía (GWh)	148	146
Clientes (Miles)	21	21
Trabajadores	22	24
Líneas MT (km)	3.746	3.740
Líneas BT (km)	689	678
MVA Instalados (MT/BT)	61	60

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:



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

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

Propiedad y Control

Los accionistas de Luz Osorno al 31 de diciembre de 2016 son:

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

Durante el año 2016, no se registraron transacciones de acciones de la Sociedad.

Gobierno Corporativo

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

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

Responsabilidad social y desarrollo sostenible

a) Diversidad en el directorio:

Diversidad	Directorio		
Rango de edades (años)	**Hombres**	**Mujeres**	**Total**
< 30	-	-	-
30 y 40	-	-	-
41 y 50	4	1	5
51 y 60	1	-	1
61 y 70	1	-	1
> 70	1	-	1
Antigüedad (años)			
< 3	1	1	2
3 y 6	5	-	5
6 y 9	1	-	1
9 y 12			
> 12			
Nacionalidad			
Chilena	4	-	4
Extranjera	3	1	4

b) Diversidad en la gerencia general y demás gerencias

En la filial Luz Osorno no existen gerencias, ni subgerencias.

c) Diversidad en la organización

Diversidad	Organización		
Rango de edades (años)	**Hombres**	**Mujeres**	**Total**
< 30	2	-	2
30 y 40	4	7	11
41 y 50	2	4	6
51 y 60	2	-	2
61 y 70	1	-	1
> 70	-	-	-
Antigüedad (años)			
< 3			
3 y 6	4	4	8
6 y 9	-	5	5
9 y 12	1	-	1
> 12	6	2	8
Nacionalidad			
Chilena	11	11	22
Extranjera	-	-	-

Diversidad en la organización	Directorio		Gerencia General y otras		Organización		Total		% Representatividad	
Rango de edades (años)	**Hombres**	**Mujeres**	**Hombres**	**Mujeres**	**Hombres**	**Mujeres**	**Hombres**	**Mujeres**	**Hombres**	**Mujeres**
< 30	0	0	0	0	2	0	2	0	6,67%	0,00%
30 y 40	0	0	0	0	4	7	4	7	13,33%	23,33%
41 y 50	4	1	0	0	2	4	6	5	20,00%	16,67%
51 y 60	1	0	0	0	2	0	3	0	10,00%	0,00%
61 y 70	1	0	0	0	1	0	2	0	6,67%	0,00%
> 70	1	0	0	0	0	0	1	0	3,33%	0,00%
Antigüedad (años)										
< 3	1	1	0	0	0	0	1	1	3,33%	3,33%
3 y 6	5	0	0	0	4	4	9	4	30,00%	13,33%
6 y 9	1	0	0	0		5	1	5	3,33%	16,67%
9 y 12	0	0	0	0	1		1	0	3,33%	0,00%
> 12	0	0	0	0	6	2	6	2	20,00%	6,67%
Nacionalidad										
Chilena	4	0	0	0	11	11	15	11	50,00%	36,67%
Extranjera	3	1	0	0	0	0	3	1	10,00%	3,33%
							30			

(*): Incluye directorio

d) Brecha salarial por género

Familia de cargo	PROMEDIO TOTAL REM. (HABERES FIJOS + BONOS)		
	Femenino	Masculino	Diferencia
Administrativos	100%	N.A	N.A
Jefes de Área	N.A	100%	N.A
Profesionales	100%	100%	0%
Técnicos	N.A	100%	N.A

Directorio

En el año 2016 el Directorio de la Sociedad y sus Empresas Filiales se compone de ocho integrantes. 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 Garcia- Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Vicepresidente	Iván Diaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Directores	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil Industrial/ Rut 7.011.905-6
	Waldo Fortín C. / Abogado / 4.556.889-K
	Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero
	Stacey Purcell / Ingeniero Comercial / Extranjera
	Christopher Powell / Ingeniero Bachiller en Ciencias / Extranjero
	Dale Burgess / Contador Auditor / Extranjero

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

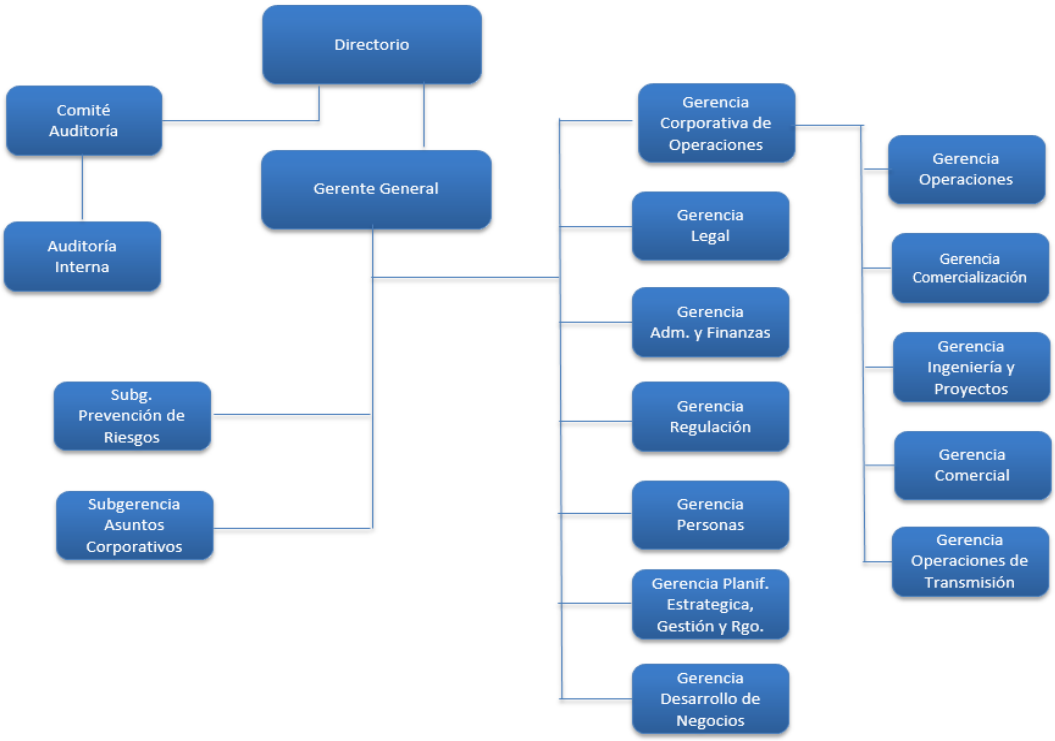
Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha último nombramiento	Fecha Cesación
María Morsillo	Extranjera	Ingeniero Bachiller en Ciencias	Director titular	27-04-2015	08-07-2015
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con mención en Economía	Director titular	30-04-2014	06-08-2014

Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 01 de febrero de 2012
Gerente Corporativo de 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 01 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 de Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 01 de septiembre de 2009
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Electricista Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 01 de enero de 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 de 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

Gerente de Operaciones de Transmisión	Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico Rut 11.364.868-6 / Fecha de nombramiento 01 de noviembre de 2015
Gerente de Operaciones	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico Rut 14.556.330-5 / Fecha de nombramiento 23 de marzo de 2015
Subgerente Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ing. en Prevención de Riesgos Rut 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor Rut 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 01 de enero de 2009
Subgerente Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza / Periodista Rut 8.750.218-K / Fecha nombramiento 01 de julio de 2012
Subgerente Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista Rut 11.694.983-0 / Fecha de nombramiento 01 de septiembre 2009

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

La Sociedad, es filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A., ambas pertenecientes al Grupo Saesa, y las siguientes son sus actividades más relevantes realizadas durante el año:

EXCELENCIA OPERACIONAL

En el ámbito de la calidad de servicio, el año 2016 fue histórico para la compañía. Por vez primera fue posible cerrar el año eléctrico con cero clientes y alimentadores fuera de estándar, de acuerdo a la normativa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Este hito fue posible gracias al esfuerzo de cada una de las 7 zonales en que se encuentra dividida administrativamente la empresa en distribución.

Es necesario también destacar la disminución del tiempo promedio de interrupciones por cliente, evaluada por el indicador *SAIDI* impuesto por el regulador y la frecuencia media de éstas, evaluada por el indicador *SAIFI*. En el primer caso el Grupo Saesa cerró con un 17% inferior al año anterior, lo que en la práctica significa 6 horas menos de interrupciones para la totalidad de los clientes respecto al 2015.

En una actividad pública que nos llenó de orgullo, este trabajo fue reconocido por el Superintendente de Electricidad y Combustible Nacional, Luis Ávila, en la ciudad de Puerto Montt, quien felicitó los resultados en calidad de servicio y en específico destacó a la Región de Los Lagos, la que presentó una de las mayores disminuciones en fallas a nivel de país, con un 23% del indicador *SAIDI*. Con respecto a la frecuencia de interrupciones promedio por cliente, las distribuidoras del Grupo Saesa disminuyeron en un promedio de 20%.

SUSTENTABILIDAD

Nuestra visión como compañía es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país. Pendientes y orientados hacia este compromiso, partimos de la base que la calidad de servicio es un desde y que el diálogo, el valor compartido y la conciencia deben ser los pilares en nuestras acciones de sustentabilidad y en la manera de relacionarnos con los territorios que atendemos.

Diferentes iniciativas han promovido un acercamiento legítimo a las comunidades de las que formamos parte en el vasto territorio repartido en 8 regiones del país.

Programa Somos Vecinos: Hasta 40 comunas, de las 112 que atendemos, llegó durante 2016 este programa, que busca iniciar mesas de trabajo con dirigentes vecinales, donde la formación, información, eficiencia energética y la solución a problemáticas como las autorizaciones para ejecutar roce o la necesitad de aumento de potencia en algún sector, han sido las temáticas principales abordadas. Éste se ha convertido en un gran espacio de reunión y diálogo con la comunidad que nos ha permitido lograr avances y beneficios para ambas partes.

Programa de Conexión de Sedes Sociales: Desde sus inicios en 2013, más de 60 sedes de organizaciones locales han logrado conectarse a la red de abastecimiento eléctrico en el marco de este programa. Hoy más de 3 mil familias pueden usar con mayor comodidad y habilitación los espacios para su desarrollo, esparcimiento y vida en comunidad.

Campaña "A la Escuela con Energía": En este 5to año la campaña escolar, que cada mes de marzo llega hasta escuelas de rincones alejados con útiles escolares y equipamiento audiovisual, completó los 200 establecimientos beneficiados, desde Bulnes a Aysén.

Programa de Liceos Eléctricos: Más de 500 alumnos, de tercero y cuarto año medio de establecimientos de Cabrero, Nacimiento, Victoria, Valdivia, La Unión, Osorno, Frutillar, Castro y Coyhaique, vivieron actividades de entrenamiento, formación en aula, salidas a terreno y participación en faenas reales. Se realizaron más de 50 actividades impartidas por trabajadores, además de incorporar a 16 estudiantes a prácticas laborales en la compañía.

MEDIOAMBIENTE

El programa "RecoPila" de recolección de pilas en desuso, desarrollado en conjunto con las Secretarias Regionales Ministeriales del Medio Ambiente de las regiones de La Araucanía, Los Ríos y Aysén y varias municipalidades desde la región del Biobío hasta la región de Los Lagos, logró recolectar y efectuar disposición final de 6,3 toneladas de estos desechos desde escuelas, liceos y distintos lugares habilitados para recolectar las pilas, como centros de pago de la compañía, municipios o bibliotecas municipales.

En aspectos medioambientales 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 la limpieza de faja para la construcción de nuevas redes, llevaron a la compañía a restituir las especies arbóreas. Fue así como en el año 2016, se reforestaron 96 hectáreas de árboles nativos y fueron replantadas más de 65 hectáreas de bosques.

NUESTRAS PERSONAS, VALOR COMPARTIDO

Las acciones de la Gerencia de Personas están orientadas a promover equipos motivados y con las competencias necesarias para atender con éxito los desafíos de la Compañía. En este sentido, se potencia tanto el desarrollo personal, profesional y familiar de los trabajadores.

Durante el año 2016 se desarrollaron 98.337 horas del Plan de Capacitación Corporativa, orientadas al desarrollo profesional de los más de 1.900 trabajadores que participaron, tanto de empresa como de contratistas.

Para cubrir la necesidad de reclutamiento y formación de personal operativo en el área eléctrica del Grupo Saesa y que sea sostenible en el tiempo, se realizó por segundo año consecutivo la "Escuela de Formación de Linieros", dedicado a formar personal que desempeñe las labores de Ayudante de Liniero de Obras y Mantenimiento, Liniero de Obras y Mantenimiento, y Liniero de Operaciones.

En el año 2016 postularon 105 jóvenes a la "Escuela de linieros" y de estos participaron 26 quienes lograron finalizar la capacitación. Actualmente 25 de ellos trabajan en empresas contratistas, que nos prestan servicios.

El 2016 finalizó con muy buenos resultados el primer Programa de Desarrollo de Proveedores cuyo objetivo es apoyar proyectos que busquen mejorar la calidad y productividad de los proveedores y contratistas, especialmente aquellos más estratégicos. A su vez, se dio inicio a un segundo programa enfocado principalmente a empresas de obras y mantenimiento.

Conocer el nivel de satisfacción de los trabajadores es importante para la empresa, es por ello que año tras año se realiza le Encuesta de Clima Organizacional que el 2016 entregó un resultado de un 83% de satisfacción. Asimismo, el buen ambiente de trabajo y de desarrollo dentro de la compañía se ve reflejado en lugar 23 del Ranking "Great Place To Work", que reconoce a las mejores empresas para trabajar en Chile.

Mantener un buen clima organizacional y un equilibrio entre la vida laboral y personal es un desafío permanente para el Grupo Saesa. Es por ello que a través del programa "Saesa Activo" se desarrollan actividades que potencian este objetivo, tales como "Nuestros hijos nos visitan", celebraciones de días especiales o la Navidad de nuestros hijos. Destaca en 2016 la implementación de "Puntos Sonrisas", que consiste en dos días libres al año a libre disposición de los trabajadores, que fue utilizado por el 85% de los colaboradores. Además, se realizó un plan piloto de "Trabajo Flexible" con 30 personas, con muy buenos resultados, por lo que desde 2017 será una iniciativa permanente.

Respondiendo a una demanda de los mismos trabajadores por ayudar a los demás, nació el Voluntariado Corporativo, donde se canaliza el espíritu solidario que se vive al interior del Grupo Saesa. Durante el año 2016 la empresa apoyó en el desarrollo de 10 proyectos destinados a contribuir al bienestar de la comunidad.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

El Grupo Saesa en su constante compromiso con la vida y el cuidado de las personas, ha desarrollado actividades durante 2016 que refuerzan los desafíos propuestos en nuestra Planificación Estratégica. Entre las actividades más relevantes de este año, podemos mencionar la ejecución de las Caminatas de la Seguridad.

Como un hito relevante del 2016, se destaca la actividad denominada "Caminatas de Seguridad" las que consistieron en generar un acercamiento de los ejecutivos de la compañía con el personal de las distintas empresas contratistas a lo largo de la zona de concesión. Esta jornada se desarrolló en el primer y segundo semestre del año, y consistió principalmente en visitas a las instalaciones de dichas empresas, entregando un mensaje del valor de la seguridad y el compromiso hacia sus trabajadores. Adicionalmente, esta caminata se complementa con una revisión exhaustiva de las instalaciones, levantando hallazgos y generando planes de mejora conjunta, lo anterior, ha resultado fundamental para el proyecto "Condiciones Sanitarias Básicas de las Empresas Contratistas", el cual busca nivelar y mejorar las condiciones que se presentan en las instalaciones y faenas asociadas a la operación del Grupo Saesa.

Por último, el Valor de la Seguridad para esta compañía está definido como uno de los pilares estratégicos fundamentales, es por ello, que el esfuerzo por mejorar es permanente, buscamos proteger a nuestros trabajadores y arraigar una cultura de seguridad sostenida en el tiempo, que identifique a la marca y permanezca en el tiempo.

GESTION COMERCIAL

La Gestión Comercial de las Empresas del Grupo Saesa, en especial de las distribuidoras que operan el servicio eléctrico a 817 mil clientes localizados en la zona de concesión en cinco Regiones, en el año 2016 se desplegó en torno al lineamiento central del "Foco en el Cliente". Esta estrategia basada en las necesidades del cliente y su consecuencia en la mejora de la experiencia en el servicio y en la interrelación con los procesos de la Compañía es uno de los impulsores centrales del Plan Estratégico del Grupo Saesa. Dicho Plan, puesto en marcha el año 2015 y cuyo horizonte proyecta a la Compañía hacia el 2020, tiene como propósito llevar a la compañía a una posición de liderazgo en la Industria de servicios, a través de la excelencia en la relación y experiencia del cliente, con un posicionamiento renovado que permita una expansión importante de los negocios de la compañía en el ámbito de las soluciones de energía.

Grupo Saesa inició en el 2015 un proyecto de mejora de la experiencia abordando distintas iniciativas destinadas a mejorar procesos claves que impactan la relación con los clientes, ampliar la oferta de servicios a través de los canales presenciales y virtuales de la compañía, midiendo el resultado de las acciones mediante encuestas sistemáticas. Todo ello complementado con iniciativas tendientes a favorecer un cambio cultural que ponen al cliente en el centro de la gestión, en una organización tradicionalmente centrada en la gestión técnica.

Las iniciativas más importantes desarrolladas en este ámbito fueron:

- Revisión de procesos para responder a requerimientos frecuentes, como el cambio del titular en el servicio para efectos del documento de cobro, en los cuales se eliminaron requisitos documentarios y se acorto el tiempo del trámite.
- Puesta en servicio de una Aplicación Móvil con funcionalidades para informar interrupciones de suministro, gestionar el pago de la cuenta, estadísticas de consumo, entre otras funciones.
- Renovación y ampliación del sitio web de la compañía, dotando a la oficina virtual de importante información, por ejemplo una aplicación destinada a simular el costo de suministro bajo distintas opciones tarifarias para grandes clientes.
- Selección de un nuevo operador para Call Center, dando inicio a un proyecto para mejorar la capacidad de respuesta bajo contingencia, ampliar la capacidad para efectuar llamadas al cliente en situación de desborde (call back), verificación de venta, encuesta de satisfacción y promoción de campañas. Este proyecto debe completar su desarrollo durante el 2017.
- Reconocimiento a colaboradores y contratistas con desempeño destacado en la atención de clientes y jornadas de intervención de la alta gerencia en procesos en la línea de atención al cliente, iniciativa conocida como "el día del cliente".

El desarrollo de estas y otras iniciativas orientadas a la experiencia contribuyó a mejorar la satisfacción neta en 12 meses según el Índice Nacional de Satisfacción de Clientes (Procalidad), llevando dicho valor de 42% en el 2015 a 54% en el primer semestre de 2016, siendo la mayor calificación de la Industria eléctrica.

Durante 2016 se inició la revisión y consolidación de los procesos de ciclo de facturación y pago de energía, el ciclo comercial, en la búsqueda de mayor eficiencia, aseguramiento de la calidad de las etapas del proceso y foco en la gestión de las actividades claves de la cadena de este importante proceso. Para ello se desarrolló una revisión piloto en la zonal Valdivia de Saesa que permitió un acortamiento de los días del ciclo significativo, período que da cuenta del tiempo que transcurre entre la lectura del equipo de medida y la entrega al cliente del documento de cobro. De este modo se logró rebajar dicho período de 17 a 11 días. Esta experiencia modelo está siendo aplicada en el resto de las zonales de la compañía y se espera tener terminada la etapa a fines del

2017 para dar paso a un proceso de mejora continua. Los procesos complementarios del ciclo como el corte y reposición por deuda, la cobranza y la facturación de otros servicios también están siendo parte de estas revisiones de eficiencia.

También en materia de mejoras del ciclo comercial, la empresa participó activamente en el lanzamiento de la nueva boleta, iniciativa impulsada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y Sernac. La compañía a través de su filial Edelaysen llevó adelante uno de los tres proyectos pilotos que se efectuaron en el país, previo al lanzamiento masivo del nuevo formato por todas las empresas distribuidoras.

Expansión de Otros Negocios:

La gestión del portafolio de negocios no regulados y relacionados con el negocio núcleo tuvo un destacado desempeño durante el 2016, superando las metas previstas en el presupuesto del año.

Destacó la actividad del Retail que incluye la gestión de seguros comercializados a los clientes logro un destacado incremento en las ventas, cercano al 38%, lo que permitió a esta área superar en un 14% el margen bruto respecto del año anterior. Innovadoras campañas y el diseño de herramientas analíticas para focalizar la venta en distintos segmentos de clientes han sido el impulsor clave que ha permitido este logro, tecnología que favorecerá una expansión sistemática de la actividad en los próximos años.

Cambio de Estructura

Finalmente y con el objeto de hacer frente a los grandes desafíos relacionados por una parte con la creación y puesta en marcha de nuevos modelos de negocios asociados a soluciones de generación doméstica con fuentes renovables no convencionales (ERNC), eficiencia y conversión energética, y otros servicios, junto con la profundización de la estrategia de foco en el cliente, en diciembre de 2016 se puso en vigencia un conjunto de modificaciones a la estructura de la Gerencia Comercial. Dicha estructura debe impulsar y potenciar la actividad de la Gerencia en estos ámbitos hacia el futuro.

PMGD

Durante el año 2016, se incorporaró al sistema de distribución de la empresa una nueva planta de generación renovable.

El proyecto que forma parte de este período es:

CHANLEUFU: Este PMGD dio el punta pie inicial al período 2016, inyectando su potencia en el sistema de distribución del Grupo SAESA en el sub alimentador Futacuin (Luz Osorno) que nace de la SE Aihuapi en la localidad de Entre Lagos a unos 45 km de la ciudad de Osorno. Las obras realizadas fueron la instalación de 1 Regulador de Voltaje 200 A y 28 km de CNT sector El Encanto, comuna de Puyehue.

Línea de Tiempo

1988: El 11 de enero, la Sociedad fue constituida como sociedad anónima cerrada, con el nombre de "Sociedad de Generación y Distribución Eléctrica S.A.".

1991: El 11 de abril, en Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de $246.780.000 millones de pesos, dividido en 12.339 acciones nominativas sin valor nominal.

1994: La segunda Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 21 de julio, aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de MM$554.052.283 millones de pesos, dividido en 20.000 acciones nominativas sin valor nominal.

1995: En la Tercera Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 21 de agosto, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de $734.654.284 millones de pesos, dividido en 500 acciones nominativas sin valor nominal. Asimismo, se modificó el artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose el Directorio de 3 a 5 miembros.

1996: La sexta Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 15 de abril, aprobó la modificación del artículo primero de la sociedad, en lo que dice relación a la razón social de la sociedad, pasando a denominarse “Compañía Eléctrica Osorno S.A.”, pudiendo usar conjunta o alternativamente los nombres de fantasía “CREO S.A.” y/o “Gedelsa”.

1998: En Séptima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 8 de julio, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de $6.930.875.844 millones de pesos, dividido en 7.645 acciones nominativas sin valor nominal.

1999: La Décima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 6 de agosto, aprobó la modificación del artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose la composición del Directorio de 5 a 7 miembros.

Con fecha 11 de noviembre, Saesa y Frontel compraron a CREO Ltda. y Pulelfu S.A., las acciones que dichas sociedades poseían en Compañía Eléctrica Osorno S.A., adquiriendo Saesa el 99,9% de las acciones y Frontel el 0,1% de la Sociedad.

2002 En Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 19 de agosto, se aprobó la modificación del artículo quinto de la Sociedad, disminuyéndose de 7 a 5 el número de Directores.

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

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

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

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

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

2007: 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, adquirieren 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 MM$ 830.

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

Luz Osorno en conjunto con su Matriz Saesa y su relacionada Edelaysen superan los 400 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

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

2013: Mejora en índices de calidad de servicio.

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

2015: Mantiene niveles esperados en índices de calidad de servicio.

2016: Se realizan inversiones por un total de MM$1.266

Descripción del Sector Eléctrico en Chile

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

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

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

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: 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 y se espera su interconexión para el año 2018.

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: Hasta el año 2014 pertenecían aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Los clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

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 trasferencias 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 el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 20 años. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión troncal). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas de transmisión zonal se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio de venta a clientes regulados incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de transmisión zonal.

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 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.

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de la empresas en áreas típicas y utilizando 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. 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.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios principalmente:

a) Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión Nacional y Zonal y el VAD.

El Precio de Nudo refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, 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%.

Los cargos o peajes de transmisión corresponden a pagos por el uso de los sistemas de Transmisión, cuyos precios están fijados por la Autoridad o por Licitaciones Públicas.

Finalmente, la tarifa incluye el VAD, que refleja 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.

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador (que puede ser o no la distribuidora) y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (peaje de distribución o VAD).

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.

Marco regulatorio

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, es decir Ley Corta I y Ley Corta II, y que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo, se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

A continuación, se describen las normas más importantes emitidas:

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.

Ley Net Metering

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

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.

Ley de Licitación de ERNC

También durante octubre de 2013 fue promulgada la Ley N°20.698 que modifica la Ley N°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.

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.

Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE.

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.

El 29 de enero de 2015 se publicaron unas modificaciones a la LGSE (Ley N°20.085 del Ministerio de Energía) con el fin de perfeccionar el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios.

Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

El 15 de junio del 2016 se aprobó la Ley de Equidad Tarifaria (Ley número 20.928, establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos) cuyo fin es introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas, entre otros:

a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.

b) Equidad Tarifaria Residencial (ETR): Se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

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 transmisión zonal 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.

Actividades de la Sociedad

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

En el ejercicio 2016 se efectuaron inversiones por $1.266 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

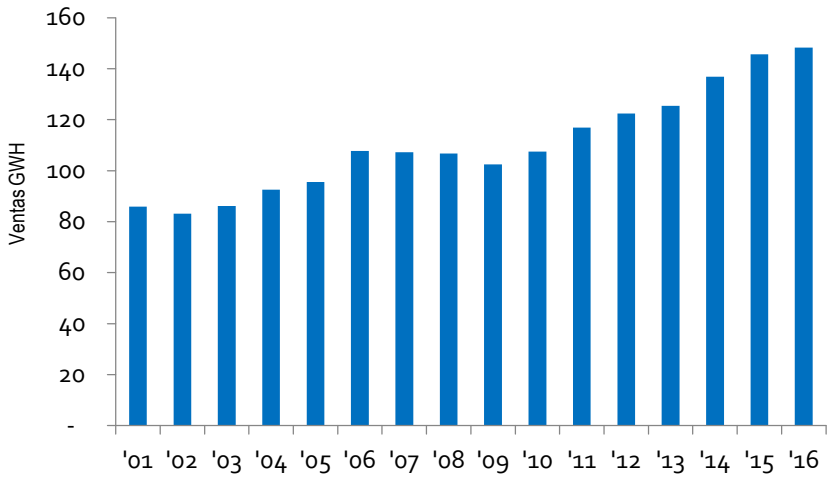
Luz Osorno representa un 2,27% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

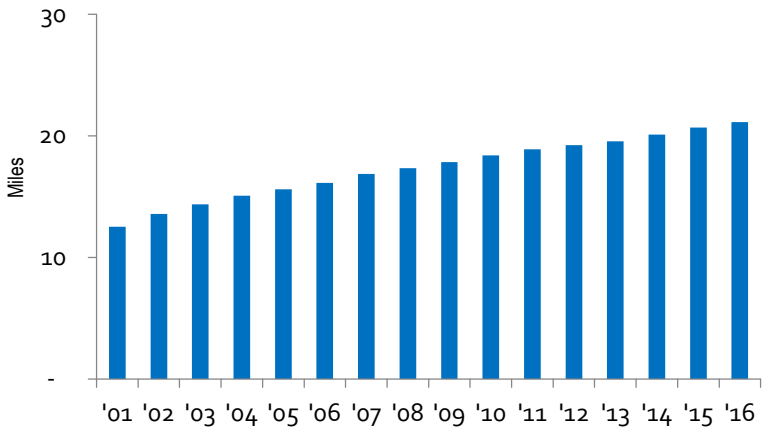
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

Las ventas de energía durante el 2016 alcanzaron a 148 GWh.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a más de 21 mil clientes.



Concesiones

Para el desarrollo de sus actividades, 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 2016, Luz Osorno tiene 11 decretos y 4.360 km2 de superficie asociada a su zona de concesión.

Proveedores y Clientes principales

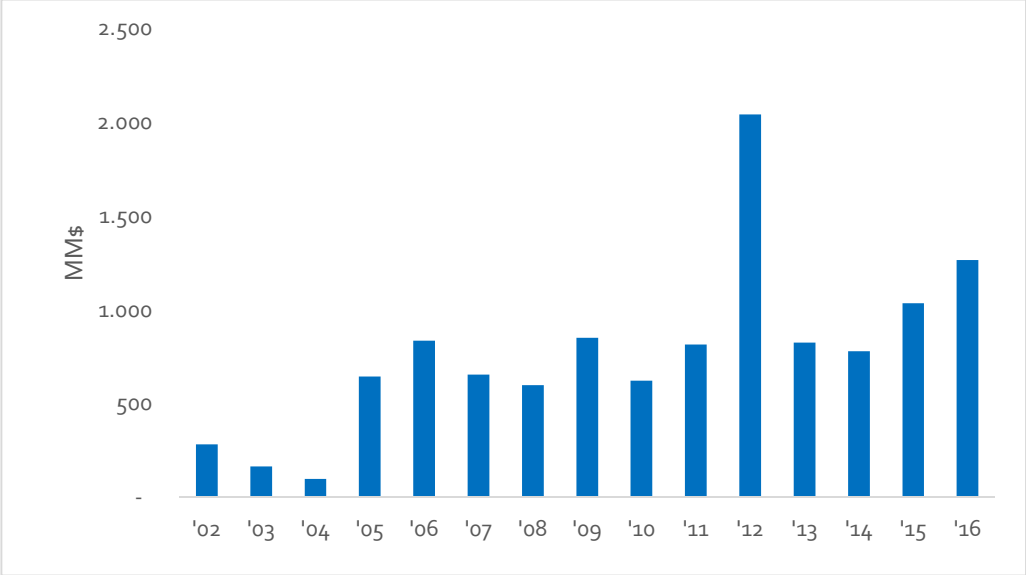
Durante el ejercicio 2016, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 100% del suministro distribuido (compras de energía y peaje), cada uno con más del 10% de representatividad en la Sociedad y su matriz.

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

Inversiones

El Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, que contempla por una parte, "inversiones base", que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Saesa y sus filiales para el próximo período bordea los MM$ 40.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total de Luz Osorno para el año 2016 fue de aproximadamente MM$ 1.266.



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 finaniero u operativo:

Empresa	Principales propiedades	Ubicación	Capacidad Instalada
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente	3.746 Líneas MT (km) 689 Líneas BT (km) 61 MVA (MT/BT)

Calidad de Servicio

Para Luz Osorno, 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 Luz Osorno, para los sectores rurales presenta niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

Factores de Riesgo

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

Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), para el segmento de distribución de energía. En los procesos de fijación tarifaria, la Autoridad fija las tarifas y dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La Autoridad busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de 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. La Autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

Así, los ítems más importantes relacionados con este riesgo son los siguientes:

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. Durante el 2016 se realizó un nuevo proceso tarifario cuyo resultado debe aplicarse mediante un nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020, una vez que se publique en el Diario Oficial, luego de que la Contraloría General de la República tome razón de él. 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, inflación de Estados Unidos de América y del tipo de cambio.

Dicho decreto además, considerará lo siguiente:

- Nuevas estructuras tarifarias para recoger la posibilidad de clientes a optar a la lectura y facturación de demanda, mediante equipos de medición con resolución horaria;

- Incorporación de nuevos conceptos establecidos en las modificaciones legales del 2016, esto es:

o Producto de la Ley N°20.928, que introduce mecanismos de Equidad Tarifaria Residencial y Reconocimiento de Generación Local.

o Producto de la Ley N°20.936, para incluir un Cargo de Servicio Público aplicable a los clientes, para el financiamiento del presupuesto del Coordinador, del Panel de expertos y el nuevo Estudio de Franja.

- Posibilidad de recálculo de los Factores de Economía de Escala, en virtud del nivel de inversiones que efectivamente realice la empresa como producto de la adecuación ante mayores exigencias de Calidad de Suministro;

- Posibilidad de recálculo de los Factores de Expansión de Pérdidas para incluir mayores niveles de Hurto Residual que la empresa pueda demostrar ante la Autoridad;

- Incorporación del costo de Corte y Reposición de suministro como componente del VAD de todos los clientes de una empresa y con ello, la eliminación del cobro directo al cliente afecto a dicho servicio.

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

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no 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, por lo que se espera nuevas tarifas para el transcurso del año 2017 mediante la publicación del Decreto respectivo.

c) Contratos de suministro

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro suscritos desde el año 2006 y hasta el 2016, como resultado de las últimas licitaciones de suministro realizados durante el año 2014 y 2015, estos son, la Licitación de Suministro SIC 2013/03 segundo llamado y la Licitación de Suministro 2015/02, respectivamente.

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 los cambios legales introducidos mediante la Ley N° 20.805 del 2015.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la de la Comisión, ella emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó los siguientes procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizó en agosto 2016.

- Proceso 2015/02 (Enero 2017 – Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, por el 100% de la energía licitada.

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

d) Abastecimiento de energía

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

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

- Las modificaciones introducidas en su momento por las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

- Las acciones del regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento 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.

- La nueva Ley de Transmisión, incorpora una planificación energética y expansión de la transmisión de largo plazo, considerando una visión estratégica de suministro eléctrico, intereses de la sociedad, cuidado del medio ambiente, uso del territorio, mejoras en calidad de servicio, participación del Estado como garante del bien común, con la finalidad de favorecer el desarrollo de un mercado de generación más competitivo.

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 Financiero

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo y la variabilidad de los fondos, es decir Riesgo de Crédito, de Liquidez y de Mercado.

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

Al 31 de diciembre de 2016, la Sociedad no tiene deuda financiera.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento. El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. Los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Las matrices de la Sociedad, incluyéndola cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, 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.

También la Sociedad está expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, es limitado dadas las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que entregan este servicio.

Para más detalle ver Nota N°4 Política de Gestión de Riesgos de los Estados Financieros de la Sociedad.

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 2016 asciende a M$2.129.762.

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° 15	28/05/14	243.783	2013
Final N° 16	27/05/15	300.850	2014
Final N°17	24/05/16	292.172	2015

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo Nº 18 de $278.582,394 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.16. Este dividendo representa un 100% de la utilidad y significa un pago total de M$ 2.129.762.

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 2016 ascendía a M$ 10.557.505, distribuido en 7.645 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2016 sería la siguiente:

	M$
Capital emitido	10.557.505
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.571.749
Otras reservas	239.061
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**14.368.315**

Directorio

En conformidad a lo dispuesto 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.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

	Año 2016 M$	Año 2015 M$
Jorge Lesser G.	1.688	1.371
Iván Díaz M.	1.688	1.371
Total	**3.376**	**2.742**

Durante el año 2016 y 2015, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2016 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

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

Ejecutivos principales

La Sociedad no tiene ejecutivos contratados directamente por ella durante el ejercicio 2016.

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2016, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	Año 2016
Gerentes y ejecutivos principales	-
Profesionales y técnicos	15
Administrativos y electricistas	7
Total	**22**

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

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

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

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

Política de Dividendos

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 2016, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

1. En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó el pago de un dividendo final de $292.172,195029 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015.

El dividendo señalado se pagó a partir del día 24 de mayo de 2016 a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad al quinto día hábil anterior a la fecha de pago. Este se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo ascendió a 7.645, lo que significó un pago total de M$2.223.656.

2. En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años a los señores Iván Diaz-Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.

3. En sesión celebrada con fecha 18 de mayo de 2016, el Directorio de la Sociedad, procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

Declaración de

Responsabilidad

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad, respectivamente, 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 García-Huidobro /6.443.633-3

Presidente



Stacey Purcell/ Extranjera

Director Titular



Iván Díaz- Molina/ 14.655.033-9

Vicepresidente



Ben Hawkins / Extranjero

Director titular



Juan Ignacio Parot B. /7.011.905-6

Director titular



Christopher Powell/ Extranjero

Director Titular



Waldo Fortín Cabezas/ 4.556.889-k

Director titular



Dale Burgess / Extranjero

Director titular

Estados Resumidos

Compañía Eléctrica Osorno S.A. – Luz Osorno

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	5.979.840	8.188.397
Activos No Corrientes	16.797.478	15.962.839
Total Activos	**22.777.478**	**24.151.236**

	31-dic-16	31-dic-15
M$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	5.452.581	6.945.854
Pasivos No Corrientes	1.465.589	1.271.151
Total Pasivos	6.918.170	8.217.005
Total Patrimonio Neto	15.859.148	15.934.231
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**22.777.318**	**24.151.236**

Estados de Resultados Integrales por Naturalez (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M$		
Margen Bruto	5.169.594	5.306.913
Ganancia Antes de Impuesto	2.733.050	2.783.182
Impuesto a las Ganancias	(603.288)	(549.526)
Ganancia	**2.129.762**	**2.233.656**

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	4.232.045	3.268.088
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(1.453.542)	(1.094.677)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(4.271.095)	(696.217)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-	(1)
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(1.492.592)	1.477.194
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.897.639	420.445
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	**405.047**	**1.897.639**

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M$		
Saldo Inicial Reexpresado	15.934.231	15.977.786
Cambios en Patrimonio	(75.083)	(43.555)
Saldo Final Período Actual	**15.859.148**	**15.934.231**

Estados Financieros

Estados Financieros

correspondientes a los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

En Miles de pesos – M$

Deloitte
Auditores y Consultores Limitada
Rosario Norte 407
Las Condes, Santiago
Chile
Fono: (56) 227 297 000
Fax: (56) 223 749 177
deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Compañía Eléctrica Osorno S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

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

Responsabilidad del Auditor

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

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados a las circunstancias, pero no con 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.

Deloitte © se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una compañía privada limitada por garantía, de Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/cl/acercade la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía Eléctrica Osorno S.A. al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Deloitte.

Concepción, Chile
Marzo 28, 2017

René González L.
RUT: 12.380.681-6

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos - M$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	405.047	1.897.639
Otros activos no financieros corrientes		10.075	32.699
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	7	4.865.182	5.824.494
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	1.633	34.688
Inventarios corrientes	9	184.780	201.253
Activos por Impuestos corrientes, corriente	10	513.123	197.624
Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		**5.979.840**	**8.188.397**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**5.979.840**	**8.188.397**
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	128.455	114.093
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	496.770	496.770
Propiedades, planta y equipo	12	16.043.576	15.234.158
Activos por impuestos diferidos	13	128.677	117.818
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**16.797.478**	**15.962.839**
TOTAL ACTIVOS		**22.777.318**	**24.151.236**

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos - M$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	2.335.726	1.736.008
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	1.892.649	3.905.456
Otras provisiones corrientes	16	21.723	21.145
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	285.992	256.947
Otros pasivos no financieros corrientes	17	831.606	930.465
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	16	84.885	95.833
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluídos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**5.452.581**	**6.945.854**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**5.452.581**	**6.945.854**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por impuestos diferidos	13	1.366.858	1.181.900
Otros pasivos no financieros no corrientes	17	749	622
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	16	97.982	88.629
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**1.465.589**	**1.271.151**
TOTAL PASIVOS		**6.918.170**	**8.217.005**
PATRIMONIO			
Capital Emitido	18	10.557.505	10.557.505
Ganancias acumuladas	18	5.062.582	5.135.308
Otras Reservas	18	239.061	241.418
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		**15.859.148**	**15.934.231**
Participaciones No Controladoras		**-**	**-**
TOTAL PATRIMONIO		**15.859.148**	**15.934.231**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**22.777.318**	**24.151.236**

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos - M$)

Estado Resultados Integrales Ganancia	NOTA	01/01/2016 31/12/2016 M$	01/01/2015 31/12/2015 M$
Ingresos de Actividades Ordinarias	19	18.257.288	15.928.580
Otros ingresos, por Naturaleza	19	973.743	659.876
Materias Primas y Consumibles Utilizados	20	(14.061.437)	(11.281.543)
Gastos por Beneficios a los Empleados	21	(407.942)	(417.429)
Gasto por Depreciación y Amortización	22	(760.401)	(862.342)
Otros Gastos por Naturaleza	23	(1.251.552)	(1.199.028)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(4.491)	(8.568)
Ingresos Financieros	24	48.227	35.594
Costos Financieros	24	(77.976)	(83.764)
Diferencias de Cambio		-	-
Resultados por Unidades de Reajuste	24	17.591	11.806
Ganancia Antes de Impuesto		**2.733.050**	**2.783.182**
Gasto por Impuestos a las Ganancias	13	(603.288)	(549.526)
Ganancia de Operaciones Continuadas		**2.129.762**	**2.233.656**
Ganancia Procedente de Operaciones Discontinuadas			
Ganancia		**2.129.762**	**2.233.656**
Ganancia, atribuible a			
Los Propietarios de la Controladora	18	2.129.762	2.233.656
Participaciones No Controladoras		-	-
Ganancia		**2.129.762**	**2.233.656**

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Otros Resultados Integrales
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos - M$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2016 al 31/12/2016 M$	01/01/2015 al 31/12/2015 M$
Ganancia		**2.129.762**	**2.233.656**
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	16	(3.229)	(4.928)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		**(3.229)**	**(4.928)**
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con beneficios a los empleados de otro resultado integral	13	872	1.331
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		**872**	**1.331**
Otro Resultado Integral		**(2.357)**	**(3.597)**
Resultado Integral Total		**2.127.405**	**2.230.059**

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos - M$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto				Cambio en otras reservas								
	Capital emitido M$	Primas de emisión M$	Otras participaciones en el patrimonio M$	Superavit de Revaluación M$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M$	Reservas de coberturas de flujo de caja M$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M$	Otras reservas varias M$	Otras reservas M$	Ganancias (pérdidas) acumuladas M$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M$	Participaciones no controladoras M$	Patrimonio total M$
Saldo Inicial al 01/01/2016	**10.557.505**	-	-	-	-	-	**(7.121)**	**248.539**	**241.418**	**5.135.308**	**15.934.231**	-	**15.934.231**
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en politicas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	10.557.505	-	-	-	-	-	(7.121)	248.539	241.418	5.135.308	15.934.231	-	15.934.231
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.129.762	2.129.762	-	2.129.762
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(2.357)		(2.357)		(2.357)	-	(2.357)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.127.405	-	2.127.405
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.202.488)	(2.202.488)	-	(2.202.488)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(2.357)	-	(2.357)	(72.726)	(75.083)	-	(75.083)
Saldo Final al 31/12/2016	**10.557.505**	-	-	-	-	-	**(9.478)**	**248.539**	**239.061**	**5.062.582**	**15.859.148**	-	**15.859.148**

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto				Cambio en otras reservas								
	Capital emitido M$	Primas de emisión M$	Otras participaciones en el patrimonio M$	Superavit de Revaluación M$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M$	Reservas de coberturas de flujo de caja M$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M$	Otras reservas varias M$	Otras reservas M$	Ganancias acumuladas M$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M$	Participaciones no controladoras M$	Patrimonio total M$
Saldo Inicial al 01/01/2015	**10.557.505**	-	-	-	-	-	**(3.524)**	**248.539**	**245.015**	**5.175.266**	**15.977.786**	-	**15.977.786**
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en politicas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	10.557.505	-	-	-	-	-	(3.524)	248.539	245.015	5.175.266	15.977.786	-	15.977.786
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.233.656	2.233.656	-	2.233.656
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(3.597)	-	(3.597)	-	(3.597)	-	(3.597)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.230.059	-	2.230.059
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.273.614)	(2.273.614)	-	(2.273.614)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(3.597)	-	(3.597)	(39.958)	(43.555)	-	(43.555)
Saldo Final al 31/12/2015	**10.557.505**	-	-	-	-	-	**(7.121)**	**248.539**	**241.418**	**5.135.308**	**15.934.231**	-	**15.934.231**

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Flujo de Efectivo Método Directo
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos - M$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2016 al 31/12/2016 M$	01/01/2015 al 31/12/2015 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		**24.509.894**	**21.978.963**
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		24.506.824	21.974.760
Otros cobros por actividades de operación		3.070	4.203
Clases de pagos		**(19.575.739)**	**(18.018.493)**
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(18.865.688)	(17.360.284)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(344.684)	(490.952)
Otros pagos por actividades de operación		(365.367)	(167.257)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(702.110)	(692.382)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**4.232.045**	**3.268.088**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo,clasificados como actividades de inversión		-	1.050
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(1.501.769)	(1.131.321)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		48.227	35.594
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(1.453.542)**	**(1.094.677)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		-	1.100.000
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		1.608.000	-
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		(3.688.000)	591.701
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		123.710	(2.300.000)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.233.656)	(87.918)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(81.149)	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(4.271.095)**	**(696.217)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(1.492.592)	1.477.194
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		**-**	**(1)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		-	(1)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(1.492.592)**	**1.477.193**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		1.897.639	420.446
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	**6**	**405.047**	**1.897.639**

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio 10
2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas 11
2.1 Principios contables 11
2.2 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas 11
2.3 Período cubierto 11
2.4 Bases de preparación 11
2.5 Moneda funcional 12
2.6 Bases de conversión 12
2.7 Compensación de saldos y transacciones 12
2.8 Propiedades, planta y equipo 12
2.9 Activos intangibles 14
2.9.1 Servidumbres 14
2.9.2 Programas informáticos 14
2.9.3 Costos de investigación y desarrollo 14
2.10 Deterioro de los activos no financieros 14
2.11 Instrumentos financieros 15
2.11.1 Activos financieros no derivados 15
2.11.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 16
2.11.3 Pasivos financieros no derivados 16
2.11.4 Instrumentos de patrimonio 16
2.12 Inventarios 16
2.13 Otros pasivos no financieros 16
2.13.1 Ingresos diferidos 16
2.13.2 Subvenciones estatales 17
2.13.3 Obras en construcción para terceros 17
2.14 Provisiones 17
2.15 Beneficios a los empleados 17
2.16 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 18
2.17 Impuesto a las ganancias 18
2.18 Reconocimiento de ingresos y gastos 19
2.19 Dividendos 19
2.20 Estado de flujos de efectivo 19
2.21 Nuevos pronunciamientos contables 20
3. Regulación sectorial y funcionamiento del Sistema Eléctrico 23
3.1 Generación eléctrica 23
3.2 Distribución 24
3.3 Marco regulatorio 25
3.3.1. Aspectos generales 25
3.3.2. Ley Tokman 25
3.3.3. Ley Net Metering 25
3.3.4. Ley de Concesiones 25
3.3.5. Ley de Licitación de ERNC 26
3.3.6. Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos 26
3.3.7. Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS 26
3.3.8. Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local 26
3.3.9. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores 26
4. Política de Gestión de Riesgos 27
4.1 Riesgo financiero 27
4.1.1 Tipo de cambio 27
4.1.2 Variación UF 27
4.1.3 Tasa de interés 27
4.1.4 Riesgo de liquidez 28
4.1.5 Riesgo de crédito 28
5. Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad 29

6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo 30
7. Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar 31
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas 34
9. Inventarios 36
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes 37
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía 38
12. Propiedades, planta y equipos 39
13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos 41
13.1 Impuesto a la renta 41
13.2 Impuestos diferidos 42
14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar 42
15. Instrumentos financieros por categoría 43
15.1 Valor Justo de instrumentos financieros 44
16. Provisiones 45
16.1 Otras Provisiones corrientes 45
16.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados 45
16.3 Provisiones No Corrientes, Por Beneficios a los Empleados 46
16.4 Juicios y multas 48
16.4.1 Juicios 48
16.4.2 Multas 48
17. Otros Pasivos No Financieros 48
18. Patrimonio 49
18.1 Patrimonio neto de la Sociedad 49
18.1.1 Capital suscrito y pagado 49
18.1.2 Dividendos 49
18.1.3 Otras Reservas 49
18.1.4 Ganancias Acumuladas 50
18.1.5 Gestión de capital 50
18.1.6 Restricciones a la disposición de fondos 50
19. Ingresos 51
20. Materias Primas y Consumibles Utilizados 51
21. Gastos por Beneficios a los Empleados 51
22. Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro 52
23. Otros Gastos Por Naturaleza 52
24. Resultado Financiero 52
25. Medio Ambiente 53
26. Garantías Comprometidas con Terceros 53
27. Cauciones Obtenidas de Terceros 53
28. Moneda Extranjera 53
29. Hechos Posteriores 53

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante la "Sociedad" o "Luz Osorno" fue constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988 con el nombre de Compañía Eléctrica Osorno S.A.
La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Entidades Informantes con el número 116 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es el vehículo de inversión a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo), controlan a las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

b) Información del Negocio

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

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

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

Los Estados Financieros de la Sociedad terminados el 31 de diciembre de 2016, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 28 de marzo de 2017. 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 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

La preparación de los presentes estados financieros, requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la Administración sobre los montos reportados, eventos o acciones a la fecha de emisión de los presentes estados financieros. Sin embargo, es posible que acontecimientos en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría, conforme a lo establecido en NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

2.3 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados Al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

2.4 Bases de preparación

Los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 y 2015 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board, en adelante "NIIF".

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 fueron originalmente preparados de acuerdo a Normas e instrucciones emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), considerando el Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014, que instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como resultado directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción difiere de lo establecido por las NIIF, que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio.

En el presente ejercicio la Sociedad efectuó la re-adopción de las NIIF, aplicando estas normas como si nunca hubiera dejado de aplicarlas, de acuerdo a la opción establecida en el párrafo 4A de la NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF", sin que esto implicara realizar ajustes a los estados financieros al 31 de diciembre de 2015, originalmente emitidos y que se presentan para efectos comparativos en los presentes estados financieros.

2.5 Moneda funcional

La moneda funcional para 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 funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre del año. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.6 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:

	31.12.2016 $	31.12.2015 $
Dólar Estadounidense	669,47	710,16
Unidad de Fomento	26.347,98	25.629,09

2.7 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.

2.8 Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media

ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo. El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Costos por préstamos capitalizados	6.919	4.488
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,89%	3,98%

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M$37.959 al 31 de diciembre de 2016 y a M$39.454 al 31 de diciembre de 2015. (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:

	Intervalos de años de vida útil estimada
Edificios	40-80
Plantas y Equipos:	
Líneas y Redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Equipos de tecnología de la información:	
Computación	5
Intalaciones 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.

2.9 Activos intangibles

2.9.1 Servidumbres

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

2.9.2 Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas, y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las amortizaciones y pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.9.3 Costos de investigación y desarrollo

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

2.10 Deterioro de los activos no financieros

Los activos intangibles que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se deben someter anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor.

Los activos sujetos a amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que exista evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, el importe en libros no puede ser recuperable. Si existe esta evidencia, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro.

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE, o la periodicidad de los flujos de efectivo, podría impactar el valor libro de los respectivos activos.

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

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

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, planta y equipo, 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, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

2.11 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.

2.11.1 Activos financieros no derivados

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

a) Activos financieros a valor razonable a través de resultados

Su característica es que se incurre en ellos principalmente con el objeto de venderlos en un futuro cercano, para fines de obtener rentabilidad y liquidez. Estos instrumentos son medidos a valor razonable y las variaciones en su valor se registran en resultados en el momento que ocurren.

b) 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.

c) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Estos activos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses, desde la fecha del estado de situación financiera en que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar en el estado de situación financiera. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas por cobrar no corrientes.

Método de la tasa de interés efectiva - 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.

Deterioro de activos financieros - Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos

ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libros del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Para determinar la necesidad de provisión de incobrable de 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.

2.11.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera se registra el efectivo en caja 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. En el estado de situación financiera, los sobregiros bancarios se clasifican en el pasivo corriente.

2.11.3 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.

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.

2.11.4 Instrumentos de patrimonio

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

2.12 Inventarios

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

2.13 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.13.1 Ingresos diferidos

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

2.13.2 Subvenciones estatales

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

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

2.13.3 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. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.14 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.

2.15 Beneficios a los empleados

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

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

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

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

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

  La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el estado de situación representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del 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 4,85% anual, 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.

2.16 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.17 Impuesto a las ganancias

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

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

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas 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.

Con fecha 1 de febrero de 2016, se promulgó la Ley N°20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones relacionadas con la Ley N°20.780 del 29 de septiembre de 2014 (conocida como Reforma Tributaria). Esta simplificación obliga a las sociedades con socios o accionistas que sean personas jurídicas a tributar con el “Régimen Parcialmente Integrado”, dejando de lado la opción de “Régimen de Renta Atribuida”, definido en la Ley N° 20.780. Así la Sociedad tributará con el “Régimen Parcialmente Integrado”, el que aumenta las tasas de impuesto de primera categoría en un 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24% en 2016, 25,5% en 2017 y un 27% para el 2018 en adelante. En este Régimen, el crédito para los impuestos global complementario o adicional será de 65% del monto del impuesto de primera categoría.

En virtud de lo anterior, la Sociedad ha contabilizado los efectos de aplicar el Régimen Parcialmente Integrado.

2.18 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.19 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 distribuible 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.

2.20 Estado de flujos de efectivo

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

- ***Flujos de efectivo:*** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- ***Actividades de operación:*** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- ***Actividades de inversión:*** Son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- ***Actividades de financiamiento:*** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

2.21 Nuevos pronunciamientos contables

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias Esta norma es aplicable a entidades que adoptan por primera vez las NIIF, están involucradas en actividades con tarifas reguladas, y reconocimiento de importes por diferimiento de saldos de cuentas regulatorias en sus anteriores principios contables generalmente aceptados. Esta norma requiere la presentación por separado de los saldos diferidos de cuentas regulatorias en el estado de situación financiera y los movimientos de los saldos en el estado de resultados integrales.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38) - Las enmiendas son una orientación adicional sobre cómo se debe calcular la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo y activos intangibles.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas (Modificaciones a la NIIF 11) Modifica la NIIF 11 Acuerdos conjuntos para exigir a una entidad adquirente de una participación en una operación conjunta en la que la actividad constituye un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) a: - Aplicar todas las combinaciones de negocios que representan los principios de la NIIF 3 y otras NIIF - Revelar la información requerida por la NIIF 3 y otras NIIF para las combinaciones de negocios	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura: Plantas “para producir frutos” (Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 41) Introduce el término “plantas para producir frutos” en el ámbito de la aplicación de la NIC 16 en lugar de la NIC 41, lo que permite este tipo de activos se contabilicen como una propiedad, planta y equipo y medición posterior al reconocimiento inicial sobre la base del costo o revaluación de acuerdo con la NIC 16. La definición de “plantas para producir frutos” como una planta como una planta viva que se utiliza en la producción o suministro de productos agrícolas, que se espera tener los productos para más de un punto y tiene un riesgo remoto de que se venden como productos agrícolas.	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. Las enmiendas restablecen el método de la participación como una opción de contabilidad para las Inversiones en Subsidiarias, Negocios Conjuntos y Asociadas en los Estados Financieros separados de una entidad.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1) La iniciativa está compuesta por una serie de proyectos más pequeños que tienen como objetivo estudiar las posibilidades para ver la forma de mejorar la presentación y revelación de principios y requisitos de las normas ya existentes.	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. Para abordar los problemas que han surgido en el contexto de la aplicación de la excepción de consolidación de entidades de inversión.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2016:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas - Agrega una guía específica para NIIF 5 para los casos en que una entidad tiene que reclasificar un activo disponible para la venta a mantenido para distribuir a los propietarios o viceversa, y en los casos en que la contabilidad de los mantenidos para distribuir se interrumpe. NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar: (con las siguientes modificaciones a la NIIF 1) - Agrega una guía adicional para aclarar si un contrato de presentación de servicios continúa su participación en un activo transferido con el propósito de determinar las revelaciones requeridas. Aclara la aplicabilidad de las enmiendas a NIIF 7 en revelaciones compensatorias a los estados financieros intermedios condensados. NIC 19 Beneficios a los empleados - Aclara que los bonos corporativos de alta calidad empleados en la estimación de la tasa de descuento para los beneficios post-empleo deben estar denominados en la misma moneda que la del beneficio a pagar NIC 34 Información Financiera Intermedia - Aclara el significado de “en otro lugar del informe intermedio” y requiere una referencia cruzada.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, 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 NIIF 9 especifica como una entidad debería clasificar y medir sus activos financieros. Requiere que todos los activos financieros sean clasificados en su totalidad sobre la base del modelo de negocio de la entidad para la gestión de activos financieros y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros. Los activos financieros son medidos ya sea a costo amortizado o valor razonable. Solamente los activos financieros que sean clasificados como medidos a costo amortizados serán probados por deterioro. El 19 de noviembre de 2013, el IASB emitió una enmienda a NIIF 9 “Instrumentos Financieros” incorporando un nuevo modelo de contabilidad de cobertura. La versión final emitida el 2014 reemplaza la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". La Norma contiene requisito en las siguientes áreas: - Clasificación y medición: Los activos financieros se clasifican sobre la base del modelo de negocio en el que se mantienen y de las características de sus flujos de efectivo contractuales. - Deterioro: Introduce un modelo de "pérdida de crédito esperada" para la medición del deterioro de los activos financieros. - Contabilidad de cobertura: Introduce un nuevo modelo que esta diseñado para alinear la contabilidad de coberturas más estrechamente con la gestión del riesgo, cuando cubre la exposición al riesgo financiero y no financiero. - Baja en cuentas: Los requisitos para la baja en cuentas de activos y pasivos financieros se mantienen los requerimientos existentes de la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes Esta nueva norma, proporciona un modelo único basado en principios, a través de cinco pasos que se aplicarán a todos los contratos con los clientes, i) identificar el contrato con el cliente, ii) identificar las obligaciones de desempeño en el contrato, iii) determinar el precio de la transacción, iv) asignar el precio de transacción de las obligaciones de ejecución de los contratos, v) reconocer el ingreso cuando (o como) la entidad satisface una obligación de desempeño.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 16, Arrendamientos El 13 de enero del 2016, se publicó esta nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Enmiendas a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas. - Las pérdidas no realizadas en instrumentos de deuda medidos a valor razonable medidos al costo para propósitos tributarios dan origen a diferencias temporarias deducibles independientemente de si el tenedor del instrumento de deuda espera recuperar el valor libros del instrumento de deuda mediante su venta o su uso. - El valor libros de un activo no limita la estimación de las probables ganancias tributarias futuras. - Las estimaciones de utilidades tributarias futuras excluye las deducciones tributarias resultantes del reverso de diferencias temporarias deducibles. - Una entidad evalúa un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos. Cuando las leyes tributarias restrinjan la utilización de pérdidas tributarias, una entidad debería evaluar un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos del mismo tipo.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Enmiendas a NIC 7: Iniciativa de Revelación. Las enmiendas son parte del proyecto de iniciativa de revelación del IASB e introducen requisitos adicionales de revelación destinados a abordar las preocupaciones de los inversores de que los estados financieros actualmente no permiten entender los flujos de efectivo de la entidad; en particular respecto de la administración de las actividades financieras. Las modificaciones requieren la revelación de información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los cambios en los pasivos procedentes de las actividades financieras.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Venta o aportación de activos entre un Inversionista y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28) Modificación para aclarar el tratamiento de la venta o la aportación de los activos de un inversor a la asociada o negocio conjunto, de la siguiente manera: - Requiere el pleno reconocimiento en los estados financieros del inversor de las ganancias y pérdidas que surjan de la venta o aportación de activos que constituyen un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) - Requiere el reconocimiento parcial de las ganancias y pérdidas donde los activos no constituyen un negocio, es decir, una ganancia o pérdida es reconocida sólo en la medida de los intereses de los inversores no relacionados a dicha asociada o negocio conjunto. Estos requisitos se aplican independientemente de la forma jurídica de la transacción, por ejemplo, si la venta o aportación de activos se produce por una transferencia de acciones del inversor en una subsidiaria que posee los activos (lo que resulta en la pérdida de control de la filial), o por la venta directa de los mismos activos.	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Aclaración a la NIIF 15 “Ingresos procedentes de contratos con clientes”	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones (enmiendas a NIIF 2)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Aplicación NIIF 9 "Instrumentos Financieros" con NIIF 4 "Contratos de Seguro" (enmiendas a NIIF 4)	Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo están disponibles durante tres años después de esa fecha.
Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 12 y NIC 28)	Las enmiendas a NIIF 1 y NIC 28 son efectivas para periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018. La enmienda a la NIIF 12 para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Nuevas Interpretaciones	**Fecha de aplicación obligatoria**
CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018

La Sociedad se encuentra estudiando el impacto de la NIIF 9, NIIF 15 y NIIF 16. En relación con las otras normas y enmiendas mencionadas, la Sociedad estima que no tendrán un impacto significativo en los estados financieros al momento de su adopción.

3. Regulación sectorial y funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: 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 y se espera su interconexión para el año 2018.

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****:* Hasta el año 2014 pertenecían aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Los clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

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 trasferencias 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 el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 20 años. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión troncal). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas de transmisión zonal se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio de venta a clientes regulados incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de transmisión zonal.

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 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.

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de la empresas en áreas típicas y utilizando 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. 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.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios principalmente:

a) Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión Nacional y Zonal y el VAD.

El Precio de Nudo refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, 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%.

Los cargos o peajes de transmisión corresponden a pagos por el uso de los sistemas de Transmisión, cuyos precios están fijados por la Autoridad o por Licitaciones Públicas.

Finalmente la tarifa incluye el VAD, que refleja 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.

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador (que puede ser o no la distribuidora) y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (peaje de distribución o VAD).

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.3 Marco regulatorio

3.3.1. Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha Ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97.

A las modificaciones a la Ley, es decir Ley Corta I y Ley Corta II, y que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo, se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

A continuación se describen las normas más importantes emitidas:

3.3.2. 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.

3.3.3. Ley Net Metering

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

3.3.4. 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.

3.3.5. Ley de Licitación de ERNC

También durante octubre de 2013 fue promulgada la Ley N°20.698 que modifica la Ley N°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.

3.3.6. 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.

3.3.7. Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE.

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.

El 29 de enero de 2015 se publicaron unas modificaciones a la LGSE (Ley N°20.085 del Ministerio de Energía) con el fin de perfeccionar el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios.

3.3.8. Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

El 15 de junio del 2016 se aprobó la Ley de Equidad Tarifaria (Ley número 20.928, establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos) cuyo fin es introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas, entre otros:

a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.

b) Equidad Tarifaria Residencial (ETR): Se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

3.3.9. 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.

a) 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 transmisión zonal 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.

4. Política de Gestión de Riesgos

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

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

4.1 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 de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

4.1.1 Tipo de cambio

La Sociedad opera en moneda funcional peso, por ser ésta la moneda en que se realizan parte importante de las transacciones y que tiene mayor proporción en la generación de flujos.

Así, la Sociedad 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, por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

4.1.2 Variación UF

El riesgo por este tipo de índice se analiza principalmente por la estructura de financiamiento de la empresa. Actualmente la Sociedad no tiene deuda en este índice, por lo que no presenta exposición a su variación.

Cabe mencionar que, más de 70% de los ingresos de la Sociedad corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen además en sus en sus indicadores otros factores de actualización, tales como el IPP y el Dólar.

4.1.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2016, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

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

4.1.4 Riesgo de liquidez

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

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. Los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Las matrices de la Sociedad, incluyéndola cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, 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.

4.1.5 Riesgo de crédito

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo.

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 7 a) y b) es limitado dadas las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que entregan este servicio.

También la Sociedad realiza otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la política 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.

Mayor información se encuentra en Nota 7 de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2016 y diciembre de 2015, se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas, en consistencia con el bajo nivel de riesgo de crédito:

Conceptos	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Ingresos operacionales	19.231.031	16.588.456
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (ultimos 12 meses)	37.286	24.241
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,19%	0,15%

El riesgo de crédito relacionados con los instrumentos financieros (depósitos a plazo, fondos mutuos u otros) tomados con instituciones financieras, se realizan en instrumentos 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 con muy alta calidad crediticia (ver Nota 6b, Efectivo y Equivalentes al Efectivo), 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.

5. Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad.

La Administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros. Cambios en los juicios y estimaciones podrían tener un impacto significativo en los estados financieros. A continuación, se detallan los juicios y estimaciones críticos usados por la Administración en la preparación de los presentes estados financieros:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de Propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.

- **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.

- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.

- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad, en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación**: La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la explotación, la estimación de determinados montos del Sistema Eléctrico (entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten reflejar liquidaciones entre las distintas empresas del Sistema por servicios ya prestados. Estos valores se cancelarán una vez emitidas las liquidaciones definitivas por los Entes Regulatorios responsables, las que a la fecha de los Estados Financieros aún estaban pendientes por salir.

- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrán resultados favorables, o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se realizaron en función a la mejor información disponible sobre los hechos analizados a la fecha de estos estados financieros, es posible que acontecimientos que puedan ocurrir en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se registraría en el momento de conocida la variación, reconociendo los efectos de dichos cambios en los correspondientes estados financieros en las cuentas de resultados o patrimonio según sea el caso.

6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Efectivo en Caja	117.763	366.542
Saldo en Bancos	59.177	63.638
Otros instrumentos de renta fija	228.107	1.467.459
Totales	**405.047**	**1.897.639**

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de instrumentos de renta fija, tales como fondos mutuos con vencimientos inferior a 3 meses desde la fecha de la inversión, que son tomados por la Sociedad de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

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. Todos los tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones y no está sujeta a restricción.

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	Clasificación de Riesgo	Monto inversión 31/12/2016 M$	Monto inversión 31/12/2015 M$
Luz Osorno	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AAAfm/M1(cl)	228.107	-
Luz Osorno	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2(cl)	-	1.467.459
Totales				**228.107**	**1.467.459**

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	$ Chilenos	405.047	1.897.639
Totales		**405.047**	**1.897.639**

7. Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M$	M$	M$	M$
Deudores comerciales, bruto	4.406.379	-	5.377.623	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	795.588	128.455	793.055	114.093
Totales	**5.201.967**	**128.455**	**6.170.678**	**114.093**

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M$	M$	M$	M$
Deudores comerciales, neto	4.305.724	-	5.283.477	-
Otras cuentas por cobrar, neto	559.458	128.455	541.017	114.093
Totales	**4.865.182**	**128.455**	**5.824.494**	**114.093**

Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M$	M$	M$	M$
Deudores comerciales	100.655	-	94.146	-
Otras cuentas por cobrar	236.130	-	252.038	-
Totales	**336.785**	-	**346.184**	-

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados y provisionados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M$	M$	M$	M$
Facturados	**3.313.378**	**64.335**	**3.056.302**	**20.133**
Energía y peajes	2.618.704	-	2.375.121	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	63.152	-	63.031	-
Convenios de pagos y créditos por energía	103.409	40.900	104.688	-
Deudores materiales y servicios	19.531	-	49.360	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	196.074	23.435	157.628	20.133
Otros	312.508	-	306.474	-
No Facturados o provisionados	**1.793.851**	-	**3.021.467**	-
Peajes uso de líneas eléctricas	-	-	1.503	-
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	675.880	-	1.789.967	-
Energía en medidores (*)	1.111.795	-	1.211.032	-
Provisión ingresos por obras	6.176	-	18.965	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	**94.738**	**64.120**	**92.909**	**93.960**
Totales, Bruto	**5.201.967**	**128.455**	**6.170.678**	**114.093**
Provisión deterioro	(336.785)	-	(346.184)	-
Totales, Neto	**4.865.182**	**128.455**	**5.824.494**	**114.093**

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M$	M$	M$	M$
Convenios de pagos y créditos	103.409	40.900	104.688	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	69.328	-	81.996	-
Deudores materiales y servicios	19.531	-	49.360	-
Cuenta corriente al personal	94.739	64.120	92.909	93.960
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	196.074	23.435	157.628	20.133
Otros deudores	312.507	-	306.474	-
Totales	**795.588**	**128.455**	**793.055**	**114.093**
Provisión deterioro	(236.130)	-	(252.038)	-
Totales, Neto	**559.458**	**128.455**	**541.017**	**114.093**

a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2016 es de M$4.993.637 y al 31 de diciembre de 2015 es de M$5.938.587.

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 2015 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 21.084 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	15.491	16%
Comercial	837	19%
Industrial	181	18%
Agrícola	3.941	37%
Otros	634	11%
Totales	**21.084**	**100%**

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad de entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios, 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 2016 y 2015 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	31/12/2016 Corriente M$	31/12/2015 Corriente M$
Con vencimiento menor a tres meses	1.294.841	1.308.999
Con vencimiento entre tres y seis meses	32.642	46.380
Con vencimiento entre seis y doce meses	11.371	14.704
Con vencimiento mayor a doce meses	3.096	3.326
Totales	**1.341.950**	**1.373.409**

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	0%	33%
181 a 270	37%	66%
271 a 360	63%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, por lo que la provisión podría no resultar en la aplicación directa de los porcentajes indicados.

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.

d) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2016						Saldo al 31/12/2015					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M$	Número de Clientes	Monto bruto M$	Número de Clientes	Monto bruto M$	Número de Clientes	Monto bruto M$	Número de Clientes	Monto bruto M$	Número de Clientes	Monto bruto M$
Al día	11.567	3.362.088	321	103.550	**11.888**	**3.465.638**	11.197	4.303.759	357	82.290	**11.554**	**4.386.049**
Entre 1 y 30 días	4.937	749.707	135	23.395	**5.072**	**773.102**	4.533	756.962	92	13.334	**4.625**	**770.296**
Entre 31 y 60 días	1.451	489.584	55	12.210	**1.506**	**501.794**	1.957	504.594	60	14.111	**2.017**	**518.705**
Entre 61 y 90 días	252	24.901	11	1.336	**263**	**26.237**	202	21.666	9	1.190	**211**	**22.856**
Entre 91 y 120 días	121	20.290	6	2.384	**127**	**22.674**	142	27.225	8	563	**150**	**27.788**
Entre 121 y 150 días	75	6.166	4	59	**79**	**6.225**	74	15.426	7	425	**81**	**15.851**
Entre 151 y 180 días	55	10.398	2	168	**57**	**10.566**	74	5.667	2	213	**76**	**5.880**
Entre 181 y 210 días	35	3.609	4	313	**39**	**3.922**	37	5.457	2	185	**39**	**5.642**
Entre 211 y 250 días	59	7.326	6	1.440	**65**	**8.766**	58	7.515	6	612	**64**	**8.127**
Más de 250 días	702	317.474	45	3.887	**747**	**321.361**	578	301.628	41	3.805	**619**	**305.433**
Totales	**19.254**	**4.991.543**	**589**	**148.742**	**19.843**	**5.140.285**	**18.852**	**5.949.900**	**584**	**116.727**	**19.436**	**6.066.627**

e) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, la cartera en cobranza judicial y protestada es, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/2016		Saldo al 31/12/2015	
	Número de clientes	Monto M$	Número de clientes	Monto M$
Documentos por cobrar protestados	2	523	5	439
Documentos por cobrar en cobranza judicial	28	221.907	29	224.453
Totales	**30**	**222.430**	**34**	**224.892**

f) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M$
Saldo al 01 de enero de 2015	**340.934**
Aumentos (disminuciones) del año	24.241
Montos castigados	(18.991)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**346.184**
Aumentos (disminuciones) del año	37.286
Montos castigados	(46.685)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**336.785**

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Provisión cartera no repactada	63.882	26.055
Provisión cartera repactada	(26.596)	1.367
Castigos del año	(46.685)	(18.991)
Recuperos del año	-	(3.181)
Totales	**(9.399)**	**5.250**

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

8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

El detalle de los accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

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

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

Dentro de las principales transacciones entre entidades 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.

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2016 Corriente M$	31/12/2016 No Corriente M$	31/12/2015 Corriente M$	31/12/2015 No Corriente M$
88272600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AYSEN S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	23		-	
99.528.750-1	SAGESA S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	30	-	-	-
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	-	-	29.155	-
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	1.580	-	5.533	-
Totales							**1.633**	**-**	**34.688**	**-**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2016 Corriente M$	31/12/2016 No Corriente M$	31/12/2015 Corriente M$	31/12/2015 No Corriente M$
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	792.242	-	689.256	-
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	638.260	-	669.396	-
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	4.327	-	-	-
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	668	-	701	-
76.022.072-8	INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A.	Chile	Prestamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH$	457.109	-	2.534.000	-
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AYSEN S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	-	-	487	-
99.528.750-1	SAGESA S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	43	-	10.679	-
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	Chile	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	-	-	707	-
6.443.633-3	JORGE LESSER GARCIA-HUIDOBRO	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	115	-
14.655.033-9	IVAN DIAZ MOLINA	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	115	-
Totales							**1.892.649**	**-**	**3.905.456**	**-**

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la Relación	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	MATRIZ	Compra-venta de energía	1.072	(36.242)
76.022.072-8	INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A.	Chile	MATRIZ	Intereses Préstamo en cuenta corriente	(84.258)	(87.918)
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía	(10.746)	13.140

c. Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años a los señores Iván Díaz - Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García - Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 18 de mayo de 2016, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García – Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz - Molina.

Al 31 de diciembre de 2016 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores: Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz - Molina, Ben Wawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess.

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

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores por concepto de remuneración de directores son los siguientes:

Director	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Iván Díaz-Molina	-	115
Jorge Lesser García-Huidobro	-	115
Totales	**-**	**230**

No hay otros saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2016 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2017.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell 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 2016 y 2015, son las siguientes:

Director	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Iván Díaz-Molina	1.688	1.371
Jorge Lesser García-Huidobro	1.688	1.371
Totales	**3.376**	**2.742**

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

9. Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2016:

Clases de inventario	Bruto M$	Neto Realizable M$	Provisión M$
Materiales de operación y mantenimiento	182.537	182.537	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.299	2.243	56
Totales	**184.836**	**184.780**	**56**

Al 31 de diciembre de 2015:

Clases de inventario	Bruto M$	Neto Realizable M$	Provisión M$
Materiales de operación y mantenimiento	199.310	199.175	135
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.078	2.078	-
Totales	**201.388**	**201.253**	**135**

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$2.963 para el año 2016 y un cargo de M$1.037 para el año 2015.

Movimiento Provisión	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Provisión año	2.963	1.037
Aplicaciones a provisión	(3.042)	(2.245)
Totales	**(79)**	**(1.208)**

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 año según gasto	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	333.104	183.171
Otros gastos por naturaleza (**)	123.327	186.901
Totales	**456.431**	**370.072**

(*) Ver Nota 20
(**) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M$598.300 (M$409.320 en 2015) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M$165.476 (M$6.777 en 2015).

10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Impuesto renta por recuperar	486.639	197.624
Crédito activo fijo	23.092	-
Crédito Sence	3.392	-
Totales	**513.123**	**197.624**

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Iva Débito fiscal	285.518	256.527
Impuesto a la renta	474	420
Totales	**285.992**	**256.947**

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Activos Intangibles Neto	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Activos Intangibles Identificables Neto	**496.770**	**496.770**
Servidumbres	496.770	496.770
Software	-	-

Activos Intangibles Bruto	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Activos Intangibles Identificables Bruto	**498.503**	**498.503**
Servidumbres	496.770	496.770
Software	1.733	1.733

Amortización Activos Intangibles	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Activos Intangibles Identificables	**(1.733)**	**(1.733)**
Servidumbres	-	-
Software	(1.733)	(1.733)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2016 y 2015 son los siguientes:

	Movimiento año 2016	Servidumbre Neto M$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016		**496.770**	-	**496.770**
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros Valor Bruto	-	-	-
	Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	-	-
	Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso,Propiedades,Planta y Equipo	-	-	-
	Gastos por amortización	-	-	-
	Total movimientos	-	-	-
Saldo final al 31 de Diciembre de 2016		**496.770**	-	**496.770**

	Movimiento año 2015	Servidumbre Neto M$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015		**24.351**	**73**	**24.424**
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros Valor Bruto	-	-	-
	Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	35	35
	Otros (Activación Obras en Curso)	472.419	-	472.419
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso,Propiedades,Planta y Equipo	-	-	-
	Gastos por amortización	-	(108)	(108)
	Total movimientos	472.419	(73)	472.346
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015		**496.770**	-	**496.770**

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

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro “Gastos por Depreciación y Amortización” del Estado de Resultado Integral.

12. Propiedades, planta y equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Propiedades, Planta y Equipo	**16.043.576**	**15.234.158**
Planta y Equipo	15.394.147	14.612.486
Equipamiento de Tecnologías de la Información	136.323	101.675
Instalaciones Fijas y Accesorios	2.742	3.266
Construcción en Curso	504.716	509.529
Otras Propiedades, Planta y Equipo	5.648	7.202

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**22.679.802**	**21.687.394**
Planta y Equipo	21.929.896	20.988.227
Equipamiento de Tecnologías de la Información	205.403	149.851
Instalaciones Fijas y Accesorios	7.530	7.530
Construcción en Curso	504.716	509.529
Otras Propiedades, Planta y Equipo	32.257	32.257

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades,Planta yEquipo	**(6.636.226)**	**(6.453.236)**
Planta y Equipo	(6.535.749)	(6.375.741)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(69.080)	(48.176)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(4.788)	(4.264)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(26.609)	(25.055)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante los años 2016 y 2015, es el siguiente:

	Movimiento año 2016	Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016		**14.612.486**	**101.675**	**3.266**	**509.529**	**7.202**	**15.234.158**
Movimientos	Adiciones	205.521	-	-	1.387.476	-	1.592.997
	Retiros Valor Bruto	(587.811)	(12.778)	-	-	-	(600.589)
	Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	564.633	12.632	-	-	146	577.411
	Otros (Activación Obras en Curso)	1.061.914	20.008	-	(1.081.922)	-	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desc	262.045	48.322	-	(310.367)	-	-
	Gastos por depreciación	(724.641)	(33.536)	(524)	-	(1.700)	(760.401)
	Total movimientos	**781.661**	**34.648**	**(524)**	**(4.813)**	**(1.554)**	**809.418**
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		**15.394.147**	**136.323**	**2.742**	**504.716**	**5.648**	**16.043.576**

	Movimiento año 2015	Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015		**14.928.975**	**129.968**	**705**	**636.893**	**8.864**	**15.705.405**
Movimientos	Adiciones	172.355	-	-	172.552	5.167	350.074
	Retiros Valor Bruto	(38.618)	-	-	-	(5.167)	(43.785)
	Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	84.734	(36)	-	-	-	84.698
	Otros (Activación Obras en Curso)	1.554.536	4.955	-	(1.559.491)	-	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desc	(1.257.705)	(4.955)	3.085	1.259.575	-	-
	Gastos por depreciación	(831.791)	(28.257)	(524)	-	(1.662)	(862.234)
	Total movimientos	**(316.489)**	**(28.293)**	**2.561**	**(127.364)**	**(1.662)**	**(471.247)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2015		**14.612.486**	**101.675**	**3.266**	**509.529**	**7.202**	**15.234.158**

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

a) La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".

b) La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.

c) Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron de M$37.959 por el año terminado al 31 de diciembre 2016 y M$39.454 por el año terminado al 31 de diciembre de 2015 (ver nota 21). Los activos en construcción según se explica en nota 2.8 incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Costos por préstamos capitalizados	6.919	4.488
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,89%	3,98%

d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1 Impuesto a la renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2016 y 2015, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Gasto por impuestos corrientes	428.167	537.693
Otro gasto por impuesto corriente	150	157
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	428.317	537.850
Gasto por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	174.971	11.676
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	**174.971**	**11.676**
Gasto por impuesto a las ganancias	**603.288**	**549.526**

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	872	1.331
Totales	**872**	**1.331**

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Ganancia Contable antes de Impuesto	**2.733.050**	**2.783.182**
Total de gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (24% en 2016 - 22,5% en 2015)	**(655.932)**	**(626.216)**
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	5.730	4.686
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determianción de la ganancia (pérdida) tributable	(16.198)	(25.983)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(5.619)	(384)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	68.731	98.371
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	**52.644**	**76.690**
Gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	**(603.288)**	**(549.526)**
Tasa impositiva efectiva	**22,07%**	**19,74%**

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.780 “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, cuya variación de tasas se confirman con la promulgación de la Ley N° 20.899 de fecha 1 de febrero de 2016, en la que además se indica que la Sociedad debe tributar con el sistema parcialmente integrado, según las características de sus accionistas. De acuerdo con lo indicado en nota 2.17 la Sociedad ha contabilizado los efectos de utilizar este sistema.

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.

13.2 Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Diferencia temporal	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	-	-	1.357.146	1.166.861
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	4.102	6.427	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	89.249	88.277	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	5.640	4.934	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	-	32	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	9.657	9.275	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	20.029	8.873	9.712	15.039
Total Impuestos Diferidos	**128.677**	**117.818**	**1.366.858**	**1.181.900**

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera en los años 2016 y 2015 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M$	Pasivo M$
Saldo al 01 de enero de 2015	**107.257**	**1.160.994**
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	10.561	22.237
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales		(1.331)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**117.818**	**1.181.900**
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	9.987	184.958
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	872	
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**128.677**	**1.366.858**

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

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

14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes 31/12/2016 M$	Corrientes 31/12/2015 M$
Proveedores por compra de energía	1.630.544	1.316.818
Cuentas por pagar bienes y servicios	404.976	204.214
Cuentas por pagar instituciones fiscales	6.550	6.572
Otras cuentas por pagar	293.656	208.404
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**2.335.726**	**1.736.008**

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes 31/12/2016 M$	Corrientes 31/12/2015 M$
Cuentas por pagar comerciales	2.035.520	1.521.032
Otras cuentas por pagar	300.206	214.976
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**2.335.726**	**1.736.008**

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al 31/12/2016				Saldo al 31/12/2015			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Hasta 30 días	102.322	209.098	1.724.100	2.035.520	111.684	49.628	1.359.720	1.521.032
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	**102.322**	**209.098**	**1.724.100**	**2.035.520**	**111.684**	**49.628**	**1.359.720**	**1.521.032**

15. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/2016	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M$	M$	M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	4.993.637	-	4.993.637
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	1.633	-	1.633
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	176.940	228.107	405.047
Totales	**5.172.210**	**228.107**	**5.400.317**

Activos financieros al 31/12/2015	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M$	M$	M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	5.938.587	-	5.938.587
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	34.688	-	34.688
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	430.180	1.467.459	1.897.639
Totales	**6.403.455**	**1.467.459**	**7.870.914**

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2016	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Totales
	M$	M$	M$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.335.726	-	2.335.726
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.892.649	-	1.892.649
Totales	**4.228.375**	**-**	**4.228.375**

Pasivos financieros al 31/12/2015	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Totales
	M$	M$	M$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.736.008	-	1.736.008
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	3.905.456	-	3.905.456
Totales	**5.641.464**	**-**	**5.641.464**

15.1 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 31/12/2016	Valor Libro M$	Valor Justo M$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	117.763	117.763
Saldo en Bancos	59.177	59.177
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	4.865.182	4.865.182

Pasivos Financieros - al 31/12/2016	Valor Libro M$	Valor Justo M$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.335.726	2.335.726

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 y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.

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

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

Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.

Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).

Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

16. Provisiones

16.1 Otras Provisiones corrientes

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Corriente	
	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	21.723	21.145
Totales	**21.723**	**21.145**

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2016 y 2015, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	**21.145**
Incremento (decremento) en provisiones existentes	578
Provisión utilizada	-
Total movimientos en provisiones	**578**
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	**21.723**

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	**17.425**
Incremento (decremento) en provisiones existentes	36.103
Provisión utilizada	(32.383)
Total movimientos en provisiones	**3.720**
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	**21.145**

16.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	22.120	20.558
Provisión por beneficios anuales	62.765	75.275
Totales	**84.885**	**95.833**

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2016 y 2015, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M$	Por beneficios anuales M$	Totales M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	20.558	75.275	95.833
Incremento (decremento) en provisiones existentes	11.480	65.188	76.668
Provisión utilizada	(9.918)	(77.698)	(87.616)
Total movimientos en provisiones	**1.562**	**(12.510)**	**(10.948)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	**22.120**	**62.765**	**84.885**

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M$	Por beneficios anuales M$	Totales M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	**23.557**	**79.563**	**103.120**
Incremento (decremento) en provisiones existentes	27.564	114.178	141.742
Provisión utilizada	(30.563)	(118.466)	(149.029)
Total movimientos en provisiones	**(2.999)**	**(4.288)**	**(7.287)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	**20.558**	**75.275**	**95.833**

16.3 Provisiones No Corrientes, Por Beneficios a los Empleados

a) Beneficios de prestación definida:

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

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Indeminizacion por años de servicio	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Indemnizaciones por años de servicio	97.982	88.629
Totales	**97.982**	**88.629**

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años terminados al 31 de diciembre 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	**88.629**
Costo por intereses	4.344
Costo del servicio del año	11.138
Pagos en el año	(9.358)
Variación actuarial por cambio tasa	2.619
Variación actuarial por experiencia	610
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**97.982**

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M$
Saldo al 1 de enero de 2015	**68.685**
Costo por intereses	4.839
Costo del servicio del año	10.177
Variación actuarial por cambio tasa	7.506
Variación actuarial por experiencia	(2.578)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**88.629**

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

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Costo por intereses	4.344	4.839
Costo del servicio del año	11.138	10.177
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	**15.482**	**15.016**
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	3.229	4.928
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	**18.711**	**19.944**

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Tasa de descuento (nominall)	4,85%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,50%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RV M 2014
Tasa de rotación	2,00%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2016, 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%	Incremento de 1%
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	12.394	(10.294)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2016, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1%	Incremento de 1%
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(10.328)	12.261

16.4 Juicios y multas

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

16.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M$
2° Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con Luz Osorno)	Pendiente en primera instancia	64.405

Al 31 de diciembre de 2016, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

16.4.2 Multas

Al 31 de diciembre de 2016 no hay multas pendientes de resolución.

17. Otros Pasivos No Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	615.865	772.373	-	-
Otras obras de terceros	215.741	158.092	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	749	622
Totales	**831.606**	**930.465**	**749**	**622**

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.13.2

18. Patrimonio

18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 el capital social de Luz Osorno ascendía a M$10.557.505 y está representado por 7.645 acciones únicas totalmente suscritas y pagadas.

18.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2016 se aprobó el pago de un dividendo final de $292.172,195029431 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, lo que significó un pago total de M$2.233.656. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2016.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2015 se aprobó el pago de un dividendo final de $300.850,22890778 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, lo que significó un pago total de M$2.300.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2015.

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

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

18.1.3 Otras Reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Obras reservas al 31 de diciembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2016:

Otras Reservas	Saldo al 1 de enero de 2016 M$	Reservas de pérdidas actuariales M$	Saldo al 31 de diciembre de 2016 M$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(7.121)	(2.357)	(9.478)
Otras reservas varias	248.539		248.539
Totales	**241.418**	**(2.357)**	**239.061**

Otras reservas varias por M$248.539, corresponden a la revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008.

Al 31 de diciembre de 2015:

Otras Reservas	Saldo al 1 de enero de 2015 M$	Reservas de pérdidas actuariales M$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(3.524)	(3.597)	(7.121)
Otras reservas varias	248.539		248.539
Totales	**245.015**	**(3.597)**	**241.418**

18.1.4 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

Ganancias acumuladas	Utilidad líquida distribuible acumulada M$	Ajustes de primera Adopción no realizados M$	Ganancia Acumulada M$
Saldo Inicial al 1/01/2016	**4.800.746**	**334.562**	**5.135.308**
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	2.129.762	-	2.129.762
Realización revaluación	27.141	(27.141)	-
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(1.563.559)	-	(1.563.559)
Provisión dividendo mínimo del año	(638.929)	-	(638.929)
Saldo final al 31/12/2016	**4.755.161**	**307.421**	**5.062.582**

La utilidad distribuible del ejercicio 2016, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2016, esto es M$2.129.762.

Ganancias acumuladas	Utilidad líquida distribuible acumulada M$	Ajustes de primera Adopción no realizados M$	Ganancia Acumulada M$
Saldo Inicial al 1/01/2015	**4.817.392**	**357.874**	**5.175.266**
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	2.233.656	-	2.233.656
Realización revaluación	23.312	(23.312)	-
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(1.603.517)	-	(1.603.517)
Provisión dividendo mínimo del año	(670.097)	-	(670.097)
Saldo final al 31/12/2015	**4.800.746**	**334.562**	**5.135.308**

La utilidad distribuible del ejercicio 2015, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2015, esto es M$2.233.656.

18.1.5 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.

18.1.6 Restricciones a la disposición de fondos

Al 31 de diciembre de 2016 la Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus Accionistas.

19. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados Individuales al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Venta de Energía	**17.920.733**	**15.630.724**
Ventas de energía	17.920.733	15.630.724
Otras Prestaciones y Servicios	**336.555**	**297.856**
Apoyos	4.420	4.747
Arriendo de medidores	34.280	32.378
Cortes y reposición	21.368	27.676
Pagos fuera de plazo	240.751	204.580
Otros	35.736	28.475
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	**18.257.288**	**15.928.580**

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	597.625	344.082
Venta de materiales y equipos	67.680	31.101
Arrendamientos	45.780	39.508
Intereses créditos y préstamos	5.835	4.843
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	179.086	136.226
Otros Ingresos	77.737	104.116
Total Otros ingresos, por naturaleza	**973.743**	**659.876**

20. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Compras de energía y peajes	13.728.333	11.098.372
Compra de materiales	333.104	183.171
Totales	**14.061.437**	**11.281.543**

21. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Remuneraciones y bonos	381.920	400.716
Provisión costo de vacaciones	3.210	(2.578)
Otros costos de personal	40.208	43.729
Indemnización por años de servicios	20.563	15.016
Activación costo de personal	(37.959)	(39.454)
Totales	**407.942**	**417.429**

22. Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Depreciaciones	760.401	862.234
Amortizaciones de intangibles	-	108
Totales	**760.401**	**862.342**

23. Otros Gastos Por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Operación y mantención sistema eléctrico	521.874	594.804
Mantención medidores, ciclo comercial	189.723	178.726
Operación vehículos, viajes y viáticos	366	703
Provisiones y castigos	28.726	25.946
Gastos de administración	111.721	182.407
Otros gastos por naturaleza	399.142	216.442
Total Otros Gastos por Naturaleza	**1.251.552**	**1.199.028**

24. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	48.227	35.594
Total Ingresos Financieros	**48.227**	**35.594**

Costos Financieros	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Otros Gastos Financieros	(84.895)	(88.252)
Activación Gastos financieros	6.919	4.488
Total Costos Financieros	**(77.976)**	**(83.764)**
Resultado por unidades de reajuste	**17.591**	**11.806**
Diferencias de cambio	**-**	**-**
Total Costos Financieros	**(60.385)**	**(71.958)**
Total Resultado Financiero	**(12.158)**	**(36.364)**

25. Medio Ambiente

Durante los años 2016 y 2015, la Sociedad no ha efectuado desembolsos significativos relacionados con temas medioambientales. No existen montos comprometidos relevantes.

26. Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2016 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha de liberación	
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor Garantía M$	2017 M$	2018 M$
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.284.723	621.286	663.437
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	94.902	73.825	21.078
Totales					**1.379.626**	**695.111**	**684.515**

27. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, no hay garantías recibidas.

28. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	5.927	7.024
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**5.927**	**7.024**
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	33.264	25.442
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			**33.264**	**25.442**
TOTAL ACTIVOS			**39.191**	**32.466**

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
PASIVOS CORRIENTES				
Cuentas por Pagar a Enridades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	-	230
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			**-**	**230**
TOTAL PASIVOS			**-**	**230**

29. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2017 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

Análisis Razonado
Estados Financieros – Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Al 31 de diciembre de 2016

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	dic-16 MM$	dic-15 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos corrientes	5.980	8.188	(2.208)	(27%)
Activos no corrientes	16.797	15.963	834	5%
Total activos	**22.777**	**24.151**	**(1.374)**	**(6%)**
Pasivos corrientes	5.453	6.946	(1.493)	(21%)
Pasivos no corrientes	1.465	1.271	194	15%
Patrimonio	15.859	15.934	(75)	(0%)
Total pasivos y patrimonio	**22.777**	**24.151**	**(1.374)**	**(6%)**

1) Activos

Este rubro presenta una disminución de MM$1.374 respecto de diciembre de 2015, explicado por una disminución en los Activos corrientes de MM$2.208 y un aumento en los Activos no corrientes de MM$834.

La variación negativa que presentan los Activos corrientes es originada principalmente por:

a) Disminución en Efectivo y equivalentes al efectivo de MM$1.493, principalmente por inversiones en activos fijos, pagos de préstamos a entidades relacionadas y dividendos; compensado parcialmente con mayores ingresos operacionales netos.

b) Disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar de MM$959, principalmente por cobro a clientes finales de reliquidaciones de precio nudo de años anteriores.

La variación positiva de los Activos no corrientes se explica principalmente por un aumento en Propiedades, planta y equipo (MM$809), 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 del periodo.

2) Pasivos

Los pasivos disminuyen en MM$1.299 respecto de diciembre de 2015, explicado principalmente por una disminución en los Pasivos corrientes de MM$1.493.

La disminución de los Pasivos corrientes se explica por disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM$2.013), principalmente por pago en cuenta corriente a Matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A.; compensado parcialmente con mayores cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM$600), por facturas de proveedores que no terminaron el ciclo de compra.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un menor saldo de MM$75, respecto de diciembre de 2015, explicado por pago de dividendos del periodo neto de provisión de diciembre 2015 (MM$1.564), provisión de dividendos mínimo (MM$639); compensado parcialmente por el resultado del ejercicio (MM$2.130).

Principales Indicadores:

		Unidad	dic-16	dic-15	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,1	1,2	(7,0%)
	Razón ácida (2)	Veces	1,1	1,1	(7,6%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,4	0,5	(15,4%)
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	45	44	(100,0%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	78,8%	84,5%	(6,8%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	21,2%	15,5%	36,9%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	1.266	963	31,5%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	6,5	5,9	11,8%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	56	62	(10,6%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	77	106	(94,9%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	3.510	3.690	16,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	13,40%	14,00%	(4,3%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	9,08%	9,51%	(4,6%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	17,58%	18,28%	(3,8%)
	Utilidad por acción (14)	$	278.582	292.172	(4,7%)

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:

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

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

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

(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):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) X \ \text{Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior} \right) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) X \ \text{Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior} \right) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) X \ \text{Resultado Bruto de la explotación } *}{\left((\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2 \right)}$$

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-16 MM$	dic-15 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	19.231	16.588	2.643	16%
Materias primas y consumibles utilizados	(14.061)	(11.281)	(2.780)	25%
Margen de contribución	**5.170**	**5.307**	**(137)**	**(3%)**
Gasto por beneficio a los empleados	(408)	(417)	9	(2%)
Otros gastos por naturaleza	(1.252)	(1.200)	(52)	4%
Resultado bruto de explotación	**3.510**	**3.690**	**(180)**	**(5%)**
Gasto por depreciación y amortización	(761)	(862)	102	(12%)
Resultado de explotación	**2.750**	**2.828**	**(79)**	**(3%)**
Resultado financiero	(12)	(36)	24	(67%)
Otras ganancias (pérdidas)	(5)	(9)	4	(44%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	2.733	2.783	(51)	(2%)
Gasto por impuestos a las ganancias	(603)	(549)	(54)	10%
Ganancia (pérdida)	**2.130**	**2.234**	**(105)**	**(5%)**

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto del ejercicio anterior, en MM$79, lo que se explica por un menor margen de contribución (MM$137), principalmente por un menor margen de distribución de MM$340, debido a que en el 2015 se reconocieron reliquidaciones de años anteriores incrementando el margen en ese año. Además, por incremento en la pérdida de energía (11,3% a diciembre 2015 y 13,98% en diciembre 2016); compensado parcialmente con una mejor estructura de venta, en comparación con el año anterior y reajuste de tarifas por indexadores macroeconómicos del período.

2) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2016, obtuvo utilidades por MM$2.130 lo que implicó una disminución de MM$105 respecto de diciembre de 2015.

III. Análisis del Flujo de Efectivo.

Flujo de Efectivo	dic-16 MM$	dic-15 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	4.232	3.268	964	29%
de la Inversión	(1.454)	(1.095)	(359)	33%
de Financiación	(4.271)	(696)	(3.575)	514%
Flujo neto del período	**(1.493)**	**1.477**	**(2.970)**	**(201%)**
Variación en la tasa de cambio	-	-	-	-
Incremento (disminución)	**(1.493)**	**1.477**	**(2.970)**	**(201%)**
Saldo Inicial	1.898	420	1.478	352%
Saldo Final	**405**	**1.897**	**(1.492)**	**(79%)**

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$405 menor en un 79% respecto de diciembre de 2015.

El menor flujo neto respecto del ejercicio anterior, se explica principalmente por un menor flujo positivo de efectivo procedente de actividades de financiación, originado por un mayor pago de préstamos a empresas relacionadas y menores importes procedentes de subvenciones del gobierno (FNDR).

IV. Mercados en que participa.

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

V. Principales Riesgos.

Los principales riesgos a los que la Sociedad se ve expuesta están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, suministro de energía, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4. Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

1) Riesgos Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), para el segmento de distribución de energía.

En los procesos de fijación tarifaria, la Autoridad fija las tarifas y dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La Autoridad busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de 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. La Autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

A continuación una descripción de cada uno de ellos:

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.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.3 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 rige 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, índice de precios al productor (IPP), el tipo de cambio y el precio del cobre.

Actualmente se encuentra pendiente de emitir el decreto que regirá para el periodo noviembre 2016 - noviembre 2020. Se espera que el decreto se publique durante el primer semestre de 2017. La Sociedad estima que no habrá efectos negativos en sus ingresos por los efectos de esta fijación.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA (servicios asociados), 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, hoy vigente. Actualmente se encuentra en proceso el cálculo de tarifas para los siguientes 4 años. Se espera que el decreto correspondiente se emita a fines del tercer trimestre de 2017.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Distribución 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 sus filiales y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

2) Contratos de suministro clientes regulados

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE, la que a través de proyecciones de demanda de clientes regulados de las Distribuidoras, ajustados por ella misma emite

un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Esto ha mejorado y acelerado los procesos de licitación y adjudicación en favor de lo requerido por la Ley a las Empresas Distribuidoras.

Actualmente el suministro está respaldado principalmente por contratos de suministro con Endesa, Colbún, Empresa Eléctrica Panguipulli, Chungungo S.A., ERNC Spa, El Morado S.A. SPVP4 S.A., Caren S.A. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Es importante mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados (según dispuso oportunamente la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 de 2011). Así, el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes del Sistema a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada.

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

3) 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 modificaciones introducidas en su momento por las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

- Las acciones del regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento 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.

- La nueva Ley de transmisión, incorporará una planificación energética y expansión de la transmisión de largo plazo, considerando una visión estratégica de suministro eléctrico, intereses de la sociedad, cuidado del medio ambiente,

uso del territorio, mejoras en calidad de servicio, participación del Estado como garante del bien común, con la finalidad de favorecer el desarrollo de un mercado de generación más competitivo.

Aun así, la Sociedad y sus filiales realizan 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.