



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	11
Responsabilidad social y desarrollo sostenible	12
Directorio	15
Administración	16
Estructura Organizativa	18
Marcha de la Empresa	19
Línea de Tiempo	23
Factores de Riesgo	26
Actividades de la Sociedad	29
Sector de la Industria	31
Actividades y Negocios	37



5
13
10
.(



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 G.

Presidente Grupo Saesa



Visión Corporativa

Visión

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 Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Nombre de Fantasía Edelaysen

Rol Único Tributario 88.272.600-2

Domicilio Legal Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago

Domicilio Comercial Bulnes 441, Osorno

Fono (2) 24147500

Fax (2) 24147009

Correo Electrónico <u>infoinversionistas@saesa.cl</u>

Sitio web <u>www.gruposaesa.cl</u>

Atención Inversionistas Fonos: (64) 2385450

Tipo de Entidad Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Entidades N°28

Informantes

Fecha de inscripción en el Registro

de Entidades Informantes

Documentos Constitutivos

09/05/2010

Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., es constituida por escritura pública de fecha 26 de febrero de 1982, otorgada en Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres. Extracto autorizado inscrito a fojas 28 vta. N°18 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1982, y publicado en el Diario Oficial de fecha 27 de marzo de 1982

Official de fecha 27 de mai 20 de 1702

Por escritura pública de fecha 30 de septiembre de 1983, otorgada en la Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres, se modificó la Sociedad a una sociedad anónima, llamándose Empresa Eléctrica de Aisén S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 145 N° 62 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1983, y publicado en el Diario Oficial de fecha 19 de noviembre de 1983

Por escritura pública de fecha 9 de diciembre de 2002, otorgada en la Notaría de Coyhaique de don Teodoro Patricio Durán Palma, cambió su domicilio social a la ciudad de Santiago. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 1612 N° 1316, del Registro de Comercio de Santiago de 2003, y publicado en el Diario Oficial de fecha 26 de diciembre de 2002.



Antecedentes Relevantes

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2016	2015
Ingresos	19.422	19.697
Margen Bruto	11.954	13.056
Ganancia	2.936	3.930
Activos	86.905	84.236
Pasivos	12.831	12.182
Patrimonio	74.074	72.054
Inversiones	5.156	5.038
EBITDA	5.802	6.750

Cifras Operacionales

	2016	2015
Venta de Energía (GWh)	141	140
Clientes (Miles)	45	43
Trabajadores	72	69
Líneas AT (km)	328	328
Líneas MT (km)	1.902	1.869
Líneas BT (km)	1003	985
MVA Instalados (MT/BT)	39	38

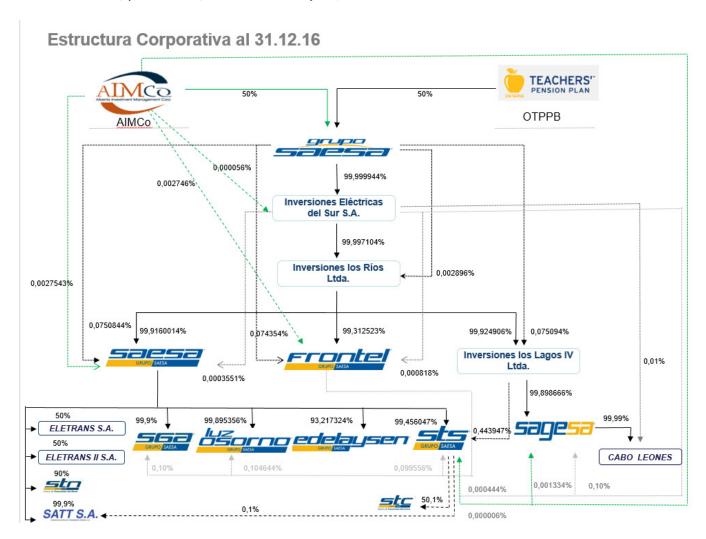
	Cantidad de Centrales	Potencia instalada (MW)
Eólica	1	3,78
Hidroeléctrica	7	26,20
Diesel	18	36,60
Total	26	66,6



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 de la Compañía, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 93,217324% de Edelaysen, en forma directa.



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



Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2016 el número de accionistas de Edelaysen alcanzaba a 128, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Total acciones	%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	35.028.640	93,22%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,70%
Productora y Exportadora H.O. L. Chile Ltda.	7.693	0,02%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,02%
Ilustre Municipalidad de Río Ibañez	6.194	0,02%
Empresa Portuaria Chacabuco	4.986	0,01%
Corvalan Neira, Sandra Mónica	1.975	0,01%
Empresa Constructora Condor S.A.	1.745	0,00%
Fidler Agurto, Nestor Leandro	1.322	0,00%
Lomas del Sol S.A.C.	1.065	0,00%
Osvaldo Marcelo Santana Miranda	994	0,00%
Otros Accionistas Menores	147	0,00%
Total	37.577.393	100%



Gobierno Corporativo

Al Directorio de la Sociedad le corresponde la administración de ésta 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	0	1		
9 y 12	-	-	-		
> 12	-	-	-		
<u>Nacionalidad</u>					
Chilena	4	-	4		
Extranjera	3	1	4		

b) Diversidad en la gerencia general y demás gerencias:

Diversidad	Gerencia General y otras				
Rango de edades (años)	Hombres	Mujeres	Total		
< 30	-	-	-		
30 y 40	-	-	-		
41 y 50	-	-	-		
51 y 60	1	-	1		
61 y 70	-	-	-		
> 70	-	-	-		
Antigüedad (años)	-	-	-		
< 3	-	-	-		
3 y 6	-	-	-		
6 y 9	-	-	-		
9 y 12	-	-	-		
> 12	1	-	1		
<u>Nacionalidad</u>					
Chilena	1	-	1		
Extranjera	-	-	-		



c) Diversidad en la organización

Diversidad	Organización				
Rango de edades (años)	Hombres	Mujeres	Total		
< 30	6	-	6		
30 y 40	32	3	35		
41 y 50	16	3	19		
51 y 60	9	-	9		
61 y 70	2	-	2		
> 70	-	-	-		
Antigüedad (años)					
< 3	17	1	18		
3 y 6	13	1	14		
6 y 9	9	-	9		
9 y 12	2	1	3		
> 12	24	3	27		
<u>Nacionalidad</u>					
Chilena	65	6	71		
Extranjera	-	-	-		

Direc	torio	Gerencia Ge	eneraly otras	Organi	zación	Tot	al	% Represe	ntatividad
Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
0	0	0	0	6	0	6	0	7,50%	0,00%
0	0	0	0	32	3	32	3	40,00%	3,75%
4	1	0	0	16	3	20	4	25,00%	5,00%
1	0	1	0	9	0	11	0	13,75%	0,00%
1	0	0	0	2	0	3	0	3,75%	0,00%
1	0	0	0	0	0	1	0	1,25%	0,00%
1	1	0	0	17	1	18	2	22,50%	2,50%
5	0	0	0	13	1	18	1	22,50%	1,25%
1	0	0	0	9	0	10	0	12,50%	0,00%
0	0	0	0	2	1	2	1	2,50%	1,25%
0	0	1	0	24	3	25	3	31,25%	3,75%
4	0	1	0	65	6	70	6	87,50%	7,50%
3	1	0	0	0	0	3	1	3,75%	1,25%
	0 0 4 1 1 1 5 1	0 0 0 0 0 4 1 1 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0	Hombres Mujeres Hombres 0	Hombres Mujeres Hombres Mujeres 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	Hombres Mujeres Hombres Mujeres Hombres 0 0 0 0 0 0 0 0 6 0 0 0 0 0 0 32 4 1 0 0 0 0 0 9 1 0 0 0 0 0 2 1 0 0 0 0 0 0 0 17 5 0 0 0 0 0 13 1 0 0 0 0 9 0 0 0 0 9 0 0 0 0 0 24 4 0 0 1 0 65	Hombres Mujeres Hombres Mujeres Hombres Mujeres 0 0 0 0 6 0 0 0 0 32 3 4 1 0 0 16 3 1 0 1 0 9 0 1 0 0 0 2 0 1 0 0 0 0 0 1 1 0 0 17 1 5 0 0 0 13 1 1 0 0 0 9 0 0 0 0 0 9 0 0 0 0 0 24 3	Hombres Mujeres Hombres Mujeres Hombres Mujeres Hombres 0 0 0 0 6 0 6 0 0 0 32 3 32 4 1 0 0 16 3 20 1 0 1 0 9 0 11 1 0 0 0 0 0 11 1 1 0 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0 17 1 18 5 0 0 0 0 13 1 18 1 0 0 0 9 0 10 0 0 0 2 1 2 0 0 0 2 1 2 0 0 0 65 6 70 0	Hombres Mujeres Hombres Mujeres Hombres Mujeres Hombres Mujeres Hombres Mujeres Indicated and several and se	Hombres Mujeres Hombres Mujeres Hombres Mujeres Hombres Mujeres Hombres 0 0 0 0 6 0 6 0 7,50% 0 0 0 0 32 3 32 3 40,00% 4 1 0 0 16 3 20 4 25,00% 1 0 1 0 9 0 11 0 13,75% 1 0 0 0 0 0 1 0 1,25% 1 1 0 0 0 0 1 0 1,25% 1 1 0 0 0 1 <td< td=""></td<>

(*): Incluye directorio



d) Brecha salarial por género

Familia de cargo	PROMEDIO TOTAL REM. (HABERES FIJOS + BONOS)			
	Femenino	Masculino	Diferencia	
Administrativos	94%	100%	-6%	
Enc. Unidad	56%	100%	-44%	
Jefes de Área	N.A	100%	N.A	
Linieros	N.A	100%	N.A	
Profesionales	N.A	100%	N.A	
Supervisores	N.A	100%	N.A	
Tecnicos	108%	100%	8%	



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 período 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 Pursell / 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

Comercialización

Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico

Rut 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 01 de septiembre de 2009

Gerente Ingeniería y

Provectos

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

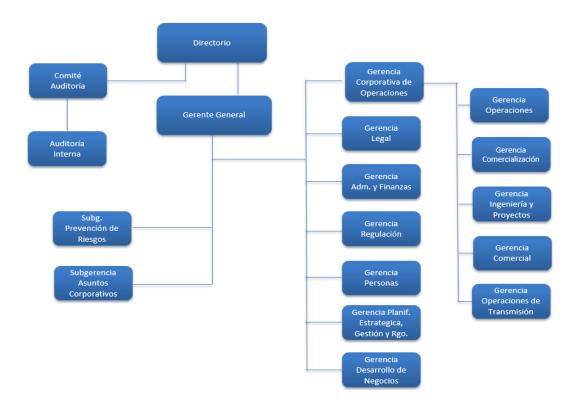


Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico Gerente de Operaciones de Transmisión Rut 11.364.868-6 / Fecha de nombramiento 01 de noviembre de 2015 Gerente de Operaciones Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico Rut 14.556.330-5 / Fecha de nombramiento 23 de marzo de 2015 Subgerente Prevención Patricio Velásquez Soto / Ing. en Prevención de Riesgos de Riesgos Rut 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013 Director Auditoría Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor Interna Rut 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 01 de enero de 2009 Subgerente Asuntos Lorena Mora Sanhueza / Periodista Corporativos 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 que en su conjunto, han realizado en 2016, distintas actividades como muestra del compromiso como empresa socialmente responsable, haciendose presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones y financiero.

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 5 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 5^{to} 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 del Grupo Saesa. 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 del Grupo Saesa 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 la matriz 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. 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 del Grupo Saesa.

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.

Por otra parte la actividad del Retail que incluye la gestión de seguros comercializados a los clientes logro un destacado incremento de 60% en las ventas, lo que permitió a esta área superar en un 50% 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.

Línea de Tiempo

- **1981:** La Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., Edelaysen, nace como una filial de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa.
- **1983:** Edelaysen se transforma en sociedad anónima, con el fin de facilitar la participación del sector privado en la explotación y comercialización de energía eléctrica.
- 1986: La Corporación de Fomento de la Producción, Corfo, con la colaboración de Edelaysen y de su entonces filial Endesa, inicia la construcción de un complejo de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión.
- **1988:** Corfo transfiere sus instalaciones, junto a otras adquiridas a Endesa, a Edelaysen, a cambio de una mayor participación accionaria. Esto convierte a Corfo en accionista mayoritario de Edelaysen.
- 1998: Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelaysen, licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km, entre la VIII y la XI Región.
- 2000: Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelaysen que habían quedado en poder de Corfo, aumentando así su participación a 91,67% en la propiedad de la Empresa
- 2001: En noviembre entra en operación la Central Eólica Alto Baguales de 2,0 MVA, que es pionera en Chile en generación de energía eléctrica con viento a escala industrial.
- 2002: Se amplía la Central Aisén, aumentando su capacidad en 1,4 MW, permitiendo el reemplazo de generación diésel. Además, se continúa con las obras de la Central Lago Atravesado, que iniciaría su operación en mayo de 2003.
- Se inicia operación comercial de la Central Lago Atravesado, con una capacidad de 10,5 MW, y además, entra en servicio la central Villa O'Higgins, con una capacidad de 200 kV.



2004: Se introdujeron cambios en la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando el desarrollo de la Compañía y reforzando su presencia regional para estar más cerca de los clientes.

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

2006: Tras completar la inversión en mejoramiento, la Empresa logra elevar los índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.

2007: Se cumplen los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

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 \$2.017.

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

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

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



- 2012: En febrero, Francisco Alliende Arriagada asume como Gerente General.
- 2013: Se mejoraron los índices de calidad de servicio. Sigue el plan de inversiones.
- 2014: Se desarrollan proyectos con el fin de satisfacer la demanda y mejorar la confiabilidad del sitema, invirtiendo durante el año MM \$3.627.
- Proyecto Ampliación del Parque Eólico Alto Baguales: Consistió en la ampliación a 1,8 MW la capacidad instalada del sistema mediano de Aysén, instalando dos aerogeneradores Enercon E-44 de 900 kW y con un diámetro de 44 metros de aspas, más la instalación de 7.000 metros de conductor de media tensión para la trasmisión de la energía generada. La duración de estas obras fue de 9 meses, con una inversión de MM\$ 2.700.
- 2016: Se realizaron inversiones por un monto de MM\$5.156.-



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

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:
 - Producto de la Ley N°20.928, que introduce mecanismos de Equidad Tarifaria Residencial y Reconocimiento de Generación Local.
 - 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. Para la filial Edelaysen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios para generación de energía regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona. En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 a octubre 2018.

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 con 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.

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 cierre de diciembre 2016, la Sociedad no tiene deuda financiera.

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.

La matriz de la Sociedad y la Sociedad 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 y sus filiales están 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.



Actividades de la Sociedad

Edelaysen es una sociedad que desarrolla actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cinco sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins, Amengual-La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

Esencialmente, Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

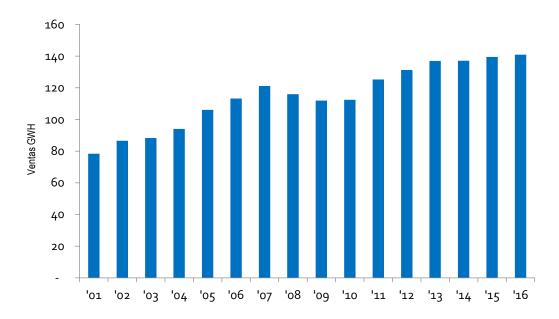
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$5.038 durante el año 2015.

Edelaysen representa un 9,88% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

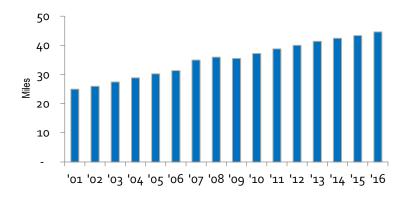
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

Las ventas de energía durante el 2016 alcanzaron a 141 GWh.





Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 45 mil clientes.



Generación

Sistema	Central	Tipo	Producción de Energía KWh	Energía Generada por Sistema KWh	
Puerto Cisnes	NUEVO REINO - TÉRMICO	TERMICA	1.718.278	3.522.548	
Puerto Cisnes	NUEVO REINO - HIDRO	HIDRAULICA	1.804.270		
Huichas	CALETA ANDRADE	TERMICA	915.148	915.148	
Tapera - Amengua	LA TAPERA	TERMICA	421.470	421.625	
Tapera - Amengua	AMENGUAL	TERMICA	155	421.025	
Villa O'Higgins	HIELOS DEL SUR - TÉRMICO	TERMICA	277.000	837.612	
Villa O'Higgins	HIELOS DEL SUR - HIDRO	HIDRAULICA	560.612		
Santa Barbara	SANTA BÁRBARA	TERMICA	646.134	646.134	
Palena	FUTALEUFU	TERMICA	114.807		
Palena	PALENA	TERMICA	954.766		
Palena	LAGO VERDE	TERMICA	1.971	10.512.002	
Palena	PUYUHUAPI	TERMICA	306.816	10.513.083	
Palena	LA JUNTA	TERMICA	26.723		
Palena	RIO AZUL - HIDRO	HIDRAULICA	9.108.000		
Aysén	ALTO BAHUALES	EOLICA	5.989.987		
Aysén	CHACABUCO	TERMICA	25.286.389		
Aysén	LAGO ATRAVESADO - HIDRO	HIDRAULICA	23.783.616		
Aysén	TEHUELCHE	TERMICA	41.820.447		
Aysén	PUERTO IBAÑEZ	TERMICA	51.499	130.871.193	
Aysén	PUERTO AYSEN - TÉRMICO	TERMICA	2.214.506		
Aysén	PUERTO AYSEN - HIDRO	HIDRAULICA	29.051.889		
Aysén	MAÑIHUALES	TERMICA	110.846		
Aysén	MONREAL	HIDRAULICA	2.562.014		
General Carrera	CHILE CHICO	TERMICA	4.991.211		
General Carrera	EL TRARO - TÉRMICO	TERMICA	1.678.628	11.069.498	
General Carrera	EL TRARO - HIDRO	HIDRAULICA	4.399.659		



Sector de la Industria

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).

Ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW y se espera su interconexión para el año 2018.

Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la Sociedad), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

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.

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

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.
- 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 y Negocios

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, Edelasyen tiene 4 decretos y 598 km2 de superficie asociada a su zona de concesión.

Proveedores y Clientes principales

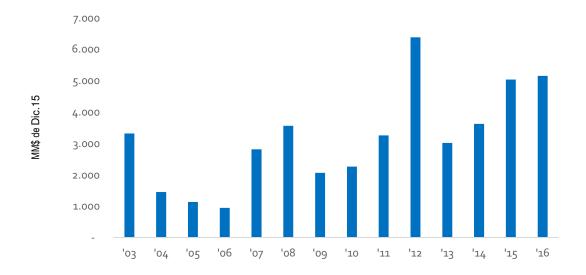
En Edelaysen, empresa, principalmente generadora, COPEC, constituye el 79% de la compra de petróleo.

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



Inversiones

Edelaysen realiza un plan quinquenal de inversiones, el que contempla por una parte, "inversiones base", que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Edelaysen para el próximo periodo bordea los MM\$ 5.200 los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa. La inversión total del año 2016 fue de MM\$ 5.156.



Propiedades e Instalaciones

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

	Central Tehuelche	Coyhaique	17,58 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,5 MW
Edelaysen	Central Chacabuco	Chacabuco	9,3 MW
Lactaysen	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	10,2 MW
	Otras Centrales	Coyhaique	19,03 MW



Sistemas Aislados

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

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

Empresa	Sistemas Aislados	Ventas energía (MWh)	Clientes
	Cisnes	3523	1.181
	Huichas	915	475
Edelaysen	Villa O'Higgins	838	301
	Amengual-La Tapera	422	270
Total S	Sistemas Aislados	5.698	2.227



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\$ 2.935.737.

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 35 de \$ 23,4375287078 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12. 16. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 880.721.

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

Capital Social

Al 31 de diciembre de 2016 el capital suscrito y pagado de la Sociedad ascendía a M\$ 37.005.894, distribuido en 37.577.393 de acciones suscritas y pagadas.

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

	M\$
Capital emitido	37.005.894
Ganancias (pérdidas) acumuladas	36.369.077
Otras reservas	699.017
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	74.073.988



Dividendos

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

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N°32	28/05/14	38,51	2013
Final N°33	27/05/15	40,37	2014
Final N°34	24/05/16	31,38	2015

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 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:

MM\$	Año 2016	Año 2015
Jorge Lesser G.	1.688	1.370
Iván Díaz M.	1.688	1.370
Total	3.376	2.740

Ejecutivos principales

El equipo gerencial de la Sociedad en 2016 esta compuesto por un ejecutivo, en el periodo 2015 estaba compuesto por dos ejecutivos.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a MM\$ 84.000 al 31 de diciembre de 2016 y a MM\$ 88.774 al 31 de diciembre de 2015.

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

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

Durante el año 2016, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por principales ejecutivos de la sociedad.



Dotación de personal

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

	Edelaysen
Gerentes y ejecutivos principales	1
Profesionales y técnicos	34
Administrativos y electricistas	37
Total	72



Hechos Relevantes

Durante el año 2016, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

- En Junta Ordinaria de Accionistas celebradas con fecha 26 de abril de 2016, de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysen) se aprobó el pago de un dividendo final de \$31,37974583 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015.
 - Los dividendos señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2016, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago. Los dividendos se pagaron en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos ascendió a 37.577.393, lo que significó un pago total de M\$1.179.169, por este concepto.
- 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

Muller

Director Titular

Iván Díaz- Molina/ 14.655.033-9

Vicepresidente

Ben Hawkins / Extranjero

Bon Hanking

Director titular

Juan Ignacio Parot B. /7.011.905-6

Har

Director titular

Christopher Powell/ Extranjero

Director Titular

Waldo Fortín Cabezas/ 4.556.889-k

Director titular

Dale Burgess / Extranjero

Director titular



Estados Resumidos



Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelaysen

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

Estados de Situación i maneiera clasmeado (Al SI de diciembre 2010 y 2015)		
	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	24.409.717	24.265.676
Activos No Corrientes	62.495.522	59.969.944
Total Activos	86.905.239	84.235.620
	31-dic-16	31-dic-15

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	5.799.419	5.631.415
Pasivos No Corrientes	7.031.832	6.550.701
Total Pasivos	12.831.251	12.182.116
Total Patrimonio Neto	74.073.988	72.053.504
Total Patrimonio Neto y Pasivos	86.905.239	84.235.620

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

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	11.954.053	13.055.790
Ganancia Antes de Impuesto	3.554.431	4.602.045
Impuesto a las Ganancias	(618.694)	(671.613)
Ganancia	2.935.737	3.930.432

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	6.202.378	8.606.016
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(11.922.628)	(3.699.987)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(814.388)	(1.516.925)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	58	35.160
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(6.534.580)	3.424.264
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	8.692.811	5.268.547
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	2.158.231	8.692.811

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	72.053.504	69.388.782
Cambios en Patrimonio	2.020.484	2.664.772
Saldo Final Período Actual	74.073.988	72.053.504



Estados Financieros



Estados Financieros

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

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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 Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Aisén S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 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.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Aisén 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").

Peloite. Concepción, Chile Marzo 28, 2017

René González L. RUT: 12.380.681-6



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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	31/12/2015
		М\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al Efectivo	6	2.158.231	8.692.81
Otros Activos no Financieros Corrientes	ŭ	216.599	186.89
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	7	3.834.329	4.353.33
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	8	15.329.251	8.982.86
Inventarios Corrientes	9	1.596.317	1.535.59
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	10	1.274.990	514.19
tal de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su			
sposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos			
ra distribuir a los propietarios		24.409.717	24.265.67
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		24.409.717	24.265.67
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos no Financieros no Corrientes		1.059	1.05
Otros Activos no Financieros no Corrientes Cuentas comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	1.059 534.079	
Otros Activos no Financieros no Corrientes	7 11		1.05 352.96 238.22
Otros Activos no Financieros no Corrientes Cuentas comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	•	534.079	352.96
Otros Activos no Financieros no Corrientes Cuentas comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes Activos Intangibles distintos de la plusvalía	11	534.079 147.414	352.96 238.22
Otros Activos no Financieros no Corrientes Cuentas comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes Activos Intangibles distintos de la plusvalía Propiedades, Planta y Equipo	11 12	534.079 147.414 61.563.713	352.96 238.22 59.138.76
Otros Activos no Financieros no Corrientes Cuentas comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes Activos Intangibles distintos de la plusvalía Propiedades, Planta y Equipo Activos por Impuestos Diferidos	11 12	534.079 147.414 61.563.713 249.257	352.96 238.22 59.138.76 238.93



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. Estados de Situación Financiera, Clasificados

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 (En miles de pesos – M\$)

PASIVOS CORRIENTES Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes Otras provisiones Corrientes Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados Otros Pasivos no Financieros Corrientes otal Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su sposición clasificados como mantenidos para la venta	14 8 16 10 16 17	3.028.586 1.094.172 122.622 1.721 388.260	M\$ 2.463.70 1.411.39 171.71
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes Otras provisiones Corrientes Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados Otros Pasivos no Financieros Corrientes tal Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su	8 16 10 16	1.094.172 122.622 1.721	1.411.39
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes Otras provisiones Corrientes Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados Otros Pasivos no Financieros Corrientes tal Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su	8 16 10 16	1.094.172 122.622 1.721	1.411.39
Otras provisiones Corrientes Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados Otros Pasivos no Financieros Corrientes tal Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su	16 10 16	122.622 1.721	
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados Otros Pasivos no Financieros Corrientes tal Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su	10 16	1.721	171.7
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados Otros Pasivos no Financieros Corrientes tal Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su	16		
Otros Pasivos no Financieros Corrientes tal Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su		388.260	2.2
tal Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su	17		347.9
		1.164.058	1.234.3
sposición clasificados como mantenidos para la venta			
		5.799.419	5.631.4
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		5.799.419	5.631.4
PASIVOS NO CORRIENTES Pasivo por Impuestos Diferidos Otros Pasivos no Financieros No Corrientes Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	13 17 16	6.480.207 26.517 525.108	6.080.7 24.7 445.2
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	16	7.031.832	6.550.7
TOTAL PASIVOS		12.831.251	12.182.1
PATRIMONIO			
Capital Emitido	18	37.005.894	37.005.8
Ganancias Acumuladas	18	36.369.077	34.314.1
Otras Reservas	18	699.017	733.5
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		74.073.988	72.053.5
Participaciones no controladoras TOTAL PATRIMONIO		74070000	70.05 6 -
TOTAL PATRIMONIO		74.073.988	72.053.5



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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 de Resultados Integrales Ganancia	Nota	01/01/2016 31/12/2016 M\$	01/01/2015 31/12/2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	19	18.155.182	18.441.747
Otros ingresos	19	1.267.037	1.255.633
Materias primas y consumibles utilizados	20	(7.468.166)	(6.641.590)
Gastos por beneficios a los empleados	21	(2.101.143)	(1.918.216)
Gasto por depreciación y amortización	22	(2.906.215)	(2.880.808)
Otros gastos, por naturaleza	23	(4.050.612)	(4.387.743)
Otras ganancias (pérdidas)		(108.095)	26 413
Ingresos financieros	24	733.366	689.011
Costos financieros	24	(926)	(2.046
Diferencias de cambio	24	2.129	(2.487)
Resultados por unidades de reajuste	24	31.874	22.131
Ganancia, antes de impuestos		3.554.431	4.602.045
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(618.694)	(671.613)
Casto por impuestos, operaciones continuadas	10	2.935.737	3.930.432
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas		2.933.737	3.930.432
Sanancia		2.935.737	3.930.432



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. Estados de Otros Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 (En miles de pesos – M\$)

Estados de Resultados Integrales	Nota	01/01/2016 al 31/12/2016 M \$	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$
Ganancia		2.935.737	3.930.432
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	(47.251)	(118.372
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(47.251)	(118.372
		•	•
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	13	12.758	31.960
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se		12.758	31.960
reclasificará al resultado del período			
Otro Resultado Integral		(34.493)	(86.412
Resultado Integral Total		2.901.244	3.844.020



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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\$)

						Cambio e	n otras reservas						
			•		Reservas por	Reservas de	Reserva de ganancias o			='	Patrimonio		
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto			Otras				pérdidas actuariales				atribuible a los	Participaciones	
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto		Primas de	participaciones	Superavit de	cambio por	flujo de	en planes de	Otras reservas			propietarios de la	no	
	Capital emitido	emisión	en el patrimonio	Revaluación	conversión	efectivo	beneficios definidos	varias	Otras reservas	Ganancias	controladora	controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	acumuladas M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2016	37.005.894						(137.663)	871.173	733.510	34.314.100	72.053.504		72.053.504
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables		-	-				-	-		-		-	
Incremento (disminución) por correcciones de errores		-	-					-		-		-	
Ajustes de Periodos Anteriores		-	-					-		-		-	
Saldo Inicial Reexpresado	37.005.894	-	-				(137.663)	871.173	733.510	34.314.100	72.053.504		72.053.504
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia		-	-				-	-		2.935.737	2.935.737		2.935.737
Otro resultado integral		-	-				(34.493)	-	(34.493)	-	(34.493)	-	(34.493)
Resultado integral			-				-			-	2.901.244		2.901.244
Dividendos		-					-			(880.760)	(880.760)		(880.760)
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		-					(34.493)		(34.493)	2.054.977	2.020.484		2.020.484
Saldo Final al 31/12/2016	37.005.894	-	-				(172.156)	871.173	699.017	36.369.077	74.073.988		74.073.988

						Cambio	en otras reservas						
							Reserva de			-			
					Reservas por						Patrimonio		
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto			Otras		diferencias de		e pérdidas actuariales				atribuible a los		
		Primas de	participaciones	Superavit de	cambio por	flujo de		Otras reservas			propietarios de la		
	Capital emitido	emisión	en el patrimonio	Revaluación	conversión	efectivo	beneficios definidos	varias	Otras reservas	Ganancias	controladora	controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	acumuladas M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2015	37.005.894	-	-			-	(51.251)	871.173	819.922	31.562.966	69.388.782		69.388.782
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables		-										-	
Incremento (disminución) por correcciones de errores		-										-	
Ajustes de Periodos Anteriores		-										-	
Saldo Inicial Reexpresado	37.005.894						(51.251)	871.173	819.922	31.562.966	69.388.782	-	69.388.782
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia										3.930.432	3.930.432	-	3.930.432
Otro resultado integral							(86.412)		(86.412)		(86.412)		(86.412)
Resultado integral											3.844.020) -	3.844.020
Dividendos		-	-					-		(1.179.298)	(1.179.298)		(1.179.298)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios		-	-					-		-		-	
Incremento (disminución) por otros cambios, patrimonio		-	-	-			-		-				
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto		-										-	
Total de cambios en patrimonio							(86.412)		(86.412)	2.751.134	2.664.722		2.664.722
Saldo Final al 31/12/2015	37.005.894	-			-		(137.663)	871.173	733.510	34.314.100	72.053.504	-	72.053.504



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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\$)

stado de flujos de efectivo método directo	Nota	01/01/2016 al 31/12/2016 M\$	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$
Rujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		24.516.985	23.808.297
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		23.450.833	23.795.866
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		1.046.741	_
Otros cobros por actividades de operación		19.411	12.43
Clases de pagos		(18.181.472)	(15.173.102
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(16.445.897)	(13.118.165
Pagos a y por cuenta de los empleados		(1.735.575)	(1.788.952
Otros pagos por actividades de operación		-	(265.985
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(131.188)	(29.186
Otras entradas (salidas) de efectivo		(1.947)	
Rujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		6.202.378	8.606.01
Rujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión Préstamos a entidades relacionadas Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión Cobros a entidades relacionadas Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		(7.500.000) (6.327.212) 1.208.000 696.584	- (5.949.764 1.600.00 649.77
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(11.922.628)	(3.699.987
Rujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación Rujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		364.979 (1.179.367) (814.388)	(1.516.925 (1.516.925
, , , ,		, ,	,
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en			
la tasa de cambio		(6.534.638)	3.389.10
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		58	35.16
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		58	35.16
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(6.534.580)	3.424.26
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		8.692.811	5.268.54
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	2.158.231	8.692.81



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

 Informa 	ción General y Descripción del Negocio	10
Resume	en de las Principales Políticas Contables Aplicadas	11
	Principios contables	
2.2. F	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	11
	Período cubierto	
	Bases de preparación	
	Moneda funcional	
	Bases de conversión	
	Compensación de saldos y transacciones	
2.0.	Propiedades, planta y equipo	14
	Activos intangibles	
	Servidumbres y Derechos de Agua	
	Programas informáticos	
2.9.3	Costos de investigación y desarrollo	14
2.10.	Deterioro de los activos no financieros	14
2.11. I	nstrumentos financieros	15
2.11.1	Activos Financieros no derivados	15
2.11.2	Programme Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	16
2.11.3	Pasivos financieros no derivados	16
	Instrumentos de patrimonio	
	nventarios	
2.13.	Otros pasivos no financieros	17
	Ingresos diferidos	
	2 Subvenciones estatales	
2.13.3	Obras en construcción para terceros	17
	Provisiones	
	Beneficios a los empleados	
2.16. (Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	18
	mpuesto a las ganancias	
2.18. F	Reconocimiento de ingresos y gastos	19
2.19.	Dividendos	19
2.20. E	Estado de flujos de efectivo	20
	Nuevos pronunciamientos contables	
	ción Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	
	Generación eléctrica	
	Distribución	
-	Marco regulatorio	
	Aspectos generales	
	Ley Tokman	
3.3.3	Ley Net Metering	21
	Ley de Concesiones	27
3.3.5	Ley de Licitación de ERNC	27
3.3.6	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	27
3.3.7	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad	
para	clientes regulados, y a la LGSE	27
3.3.8	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	27
3.3.9	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	27
4. Política	de Gestión de Riesgos	28
4.1. F	Riesgo financiero	28
	Tipo de cambio	
	Variación UF	
413	Riesgo de liquidez	29
	Riesgo de crédito	
	y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la	
	y estimaciones de la Administracion al aplicar las políticas contables criticas de la	30
	y Equivalentes al Efectivo	
o. Liectivo	r y Equivalentes at Electivo	JΙ



7. Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	32
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	
9. Inventarios	37
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	38
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	
12. Propiedades, Planta y Equipos	
13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	
13.2. Impuesto a la renta	
13.2. Impuestos diferidos	
14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	
15. Instrumentos financieros por categoría	
15.1 Valor Justo de instrumentos financieros	
16. Provisiones	
16.1. Otras provisiones a corto plazo	46
16.2. Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados	. 47
16.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	
16.4. Juicios y multas	
16.4.1. Juicios	_
16.4.2.Multas	
17. Otros Pasivos no Financieros	
18. Patrimonio	
18.1. Patrimonio neto de la sociedad	
18.1.1. Capital suscrito y pagado	
18.1.2. Dividendos	
18.1.3. Otras reservas	
18.1.4. Ganancias acumuladas	
18.1.5. Gestión de capital	
18.1.6. Restricciones a la disposición de fondos	52
19. Ingresos	
20. Materias Primas y Consumibles Utilizados	
22. Gasto por Depreciación y Amortización	
24. Resultado Financiero	
25. Medio Ambiente	
27. Cauciones Obtenidas de Terceros	
28. Moneda Extranjera	
29. Hechos Posteriores	. 50



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. **Notas a los Estados Financieros**Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 (En miles de pesos – M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

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

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

b) Información del negocio

Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.



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:

- Estados de Situación Financiera Clasificados de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. 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 la transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se 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 calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés



utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del grupo. No hubo montos activados por este concepto en los años 2016 y 2015.

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$74.542 por el año terminado al 31 de diciembre de 2016 y a M\$137.949 por el año terminado 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
Sistema de Generación	25-50
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 y Derechos de Agua

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso y derechos de agua no consuntivos. 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 han presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el año en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

2.10. Deterioro de los activos no financieros

Los activos intangibles que tienen una vida útil indefinida y 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 podrían impactar el valor libro de los respectivos activos.

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

Si el valor recuperable de un activo o 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 hubiese determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato en el resultado del año.

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

Para estimar el valor en uso, la Sociedad prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

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, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja, con vencimiento de hasta tres meses y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor. 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.

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



2.11.4 Instrumentos de patrimonio

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

2.12. 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 integrales 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 período que corresponde.

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el estado de situación financiera representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales 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 pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor 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 año. 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

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

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



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.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2016
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.	

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:	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
- 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".	



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).

Ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW y se espera su interconexión para el año 2018.

Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la Sociedad), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

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.

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

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 Lev 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 que operan 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.

También en el caso de operaciones de financiamiento o flujos de caja importantes, distintos de la moneda funcional de la Sociedad, se contratan instrumentos derivados con el fin de realizar coberturas.

Por otro lado, el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles (petróleo). Sin embargo, éste es traspasado a sus clientes mitigando el impacto en los resultados de 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 (UF). 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 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.

4.1.4 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 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	19.422.219	19.697.380
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar		
vencidas y deterioradas (ultimos 12 meses)	36.689	85.128
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar		
deterioradas / ingresos operacionales	0,19%	0,43%



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.

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 puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. 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 han establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- Indemnización por años de servicio: Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del período.

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.
- Litigios y contingencias: La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias, de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han 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	134.943	163.879
Saldo en Bancos	79.006	69.614
Depósitos a plazo	-	2.501.167
Otros instrumentos de renta fija	1.944.282	5.958.151
Totales	2.158.231	8.692.811

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

Estos instrumentos, se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones y no están sujetos a restricciones.

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

Nombre		Nombre instrumento	Clasificación	Monto inversión		
empresa	Nombre entidad financiera	nanciera Nombre instrumento financiero		31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$	
Edelaysen	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	Nivel 1+	-	2.501.167	
Totales				-	2.501.167	

Nombre		Nombre instrumento	Clasificación	Monto inversión		
empresa	Nombre entidad financiera	financiero	de Riesgo	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$	
Edelaysen	Banco Estado S.A. AGF Solvente Serie I	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	589.214	-	
Edelaysen	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	1.355.068	-	
Edelaysen	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	-	2.553.806	
Edelaysen	Security S.A. Plus Serie E	Fondos Mutuos	AA+fm/M2(cl)	-	2.339.509	
Edelaysen	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2(cl)	-	1.064.836	
Totales				1.944.282	5.958.151	

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	31/12/2016	31/12/2015
betaile del electivo y equivalentes del electivo	M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	2.158.231	8.692.811
Totales	2.158.231	8.692.811



7. Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

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

	31/12	31/12/2016		2/2015
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	2.998.153		3.066.995	
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.198.118	534.079	1.697.553	352.968
Totales	4.196.271	534.079	4.764.548	352.968

	31/12/2016		31/12/2015	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	2.807.170		2.825.842	
Otras cuentas por cobrar, neto	1.027.159	534.079	1.527.489	352.968
Totales	3.834.329	534.079	4.353.331	352.968

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por	31/12/2016		31/12/2015	
cobrar	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	190.983	-	241.153	-
Otras cuentas por cobrar	170.959	-	170.064	-
Totales	361.942	-	411.217	-

b) El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturadas y no pagadas o provisionados al 31 de diciembre 2016 y 2015, es el siguiente:

	31/12	31/12/2016		31/12/2015	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	
Facturados	2.665.032	296.167	3.169.350	90.267	
Energía y peajes	1.869.319	e	1.810.958	-	
Anticipos para importaciones y proveedores	139.202	-	58.316	-	
Cuenta por cobrar proyectos en curso	-	-	75.369	_	
Convenios de pagos y créditos por energía	81.207	185.719	277.533	-	
Deudores materiales y servicios	8.904	-	433.480	_	
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	410.443	110.448	281.573	90.267	
Otros	155.957	-	232.121	-	
No Facturados o provisionados	1.245.159	-	1.344.301	-	
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	19.240	e	=	-	
Energía en medidores (*)	1.109.594	-	1.256.037	-	
Provisión ingresos por obras	69.426	-	50.866	_	
Otros	46.899	-	37.398	-	
Otros (Cuenta corriente empleados)	286.080	237.912	250.897	262.701	
Totales, Bruto	4.196.271	534.079	4.764.548	352.968	
Provisión deterioro	(361.942)	=	(411.217)	=	
Totales, Neto	3.834.329	534.079	4.353.331	352.968	

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar corrientes:

	31/12	31/12/2016		2/2015
Otras cuentas por cobrar	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Convenios de pagos y créditos	81.207	185.719	277.533	-
Anticipos para importaciones y proveedores	139.202	-	58.316	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	69.426	-	126.235	-
Deudores materiales y servicios	8.904	-	433.480	-
Cuenta corriente al personal	286.080	237.912	250.897	262.701
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	410.443	110.448	281.573	90.267
Otros deudores	202.856	-	269.519	-
Totales	1.198.118	534.079	1.697.553	352.968
Provisión deterioro	(170.959)	-	(170.064)	-
Totales, Neto	1.027.159	534.079	1.527.489	352.968



- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2016 es de M\$4.368.408, y al 31 de diciembre de 2015 es de M\$4.706.299.
- b) Las Sociedades de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2016 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 44 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito.

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio
		%
Residencial	34.599	42%
Comercial	4.899	25%
Industrial	110	9%
Otros	4.655	24%
Totales	44.263	100%

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

c) Al 31 de diciembre de 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	1.322.336	1.522.291
Con vencimiento entre tres y seis meses	117.108	108.129
Con vencimiento entre seis y doce meses	6.819	14.807
Con vencimiento mayor a doce meses	3.236	6.416
Totales	1.449.499	1.651.643

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	Otros
	energía	deudores
91 a 180	5%	33%
181 a 270	41%	66%
271 a 360	67%	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):

<u> </u>	Saldo al 31/12/2016					Saldo al 31/12/2015					•	
Tramos de morosidad	Cartera no	o repactada	Cartera	repactada	Total ca	rtera bruta	Cartera no	repactada	Cartera	repactada	Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	20.571	2.173.771	306	76.439	20.877	2.250.210	18.321	2.249.822	279	233.822	18.600	2.483.644
Entre 1 y 30 días	10.435	672.391	134	166.564	10.569	838.955	11.511	994.737	161	21.772	11.672	1.016.509
Entre 31 y 60 días	3.420	432.622	81	15.410	3.501	448.032	4.400	451.230	97	15.247	4.497	466.477
Entre 61 y 90 días	331	40.869	9	1.043	340	41.912	375	41.535	10	1.727	385	43.262
Entre 91 y 120 días	128	8.256	7	484	135	8.740	190	11.515	2	350	192	11.865
Entre 121 y 150 días	121	101.981	5	820	126	102.801	116	7.064	4	1.154	120	8.218
Entre 151 y 180 días	98	10.879	3	1.106	101	11.985	105	94.884	5	407	110	95.291
Entre 181 y 210 días	64	3.674	1	148	65	3.822	62	3.821	3	166	65	3.987
Entre 211 y 250 días	65	6.520	4	25	69	6.545	80	5.118	5	406	85	5.524
Más de 250 días	927	300.524	28	6.733	955	307.257	834	366.125	38	7.300	872	373.425
Total	36.160	3.751.487	578	268.772	36.738	4.020.259	35.994	4.225.851	604	282.351	36.598	4.508.202

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

	Salde 31/12/		Saldo al 31/12/2015		
Cartera protestada y en cobranza judicial	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$	
Documentos por cobrar protestados	1	116	12	486	
Documentos por cobrar en cobranza judicial	29	226.027	36	281.621	
Totales	30	226.143	48	282.107	

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 2015	518.277
Disminuciones del año	(85.128)
Montos castigados	(21.932)
Saldo al 31 de diciembre 2015	411.217
Disminuciones del año	(36.689)
Montos castigados	(12.586)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	361.942

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

	Saldo al			
Provisiones y castigos	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$		
Provisión cartera no repactada	(40.331)	(86.534)		
Provisión cartera repactada	3.642	1.406		
Castigos del período	(12.586)	(21.932)		
Totales	(49.275)	(107.060)		



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 más importante de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

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

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

Los préstamos entre entidades relacionadas se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad matriz Saesa y su matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los intereses son mercado y se calculan por el período que dure la operación.

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

						31/12/2016 31/		31/12/2	2015
RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$			487	-
76.186.388-6	SAGESA S.A.	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$			2.905	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Préstamo en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	15.329.251	-	8.979.468	
Totales						15.329.251		8.982.860	



b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

						31/12/2016		31/12/2	.015
RUT	Sociedad	Descripción de la Transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Provisión dividendo mínimo	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	820.985	-	1.099.153	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	45.913	-	178.541	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Venta Materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	199.152	-	104.684	
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Com ún	CH\$	23	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Venta Materiales	Menos de 90 días	Matriz Com ún	CH\$	28.099	-	18.122	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Com ún	CH\$	-	-	9.882	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Com ún	CH\$	-	-	785	-
6.443.633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director	CH\$	-	-	115	-
14.655.033-9	Ivan Diaz-Molina	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director	CH\$	-	-	115	-
Totales						1.094.172		1.411.397	

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de	Naturaleza de Descripción de la		31/12/2015
		la Relación	transacción	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz	Intereses préstamo en cuenta corriente	675.786	408.476

c. Directorio y personal clave de la gerencia

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

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 saldos pendientes por cobrar y pagar a los 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	31/12/2015
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

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen actualmente un ejecutivo, dos ejecutivos en 2015.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$86.320 al 31 de diciembre de 2016 y a M\$88.774 al 31 de diciembre de 2015.

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

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

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

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	1.206.347	1.188.121	18.226
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	121.197	120.332	865
Petróleo	287.864	287.864	-
Totales	1.615.408	1.596.317	19.091

Al 31 de diciembre de 2015:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.238.950	1.220.427	18.523
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	78.858	78.537	321
Petróleo	236.627	236.627	-
Totales	1.554.435	1.535.591	18.844

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



El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo M\$11.171 para el año 2016 y un cargo de M\$10.462 para el año 2015.

Movimiento provisión	31/12/2016 M\$	3/12/2015 M\$
Provisión año	11.171	10.462
Aplicaciones a provisión	(10.924)	(14.585)
Totales	247	(4.123)

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2016 M\$	3/12/2015 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	7.468.166	6.641.590
Otros gastos por naturaleza (**)	373.531	322.275
Totales	7.841.697	6.963.865

^(*) Ver Nota 20.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M\$2.460.951 (M\$2.598.261 en 2015) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2016 asciende M\$533 (M\$0 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	31/12/2015
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	184.519	256.777
IVA Crédito fiscal por recuperar	1.032.475	221.886
Crédito Sence	13.382	13.052
Crédito Activo Fijo	23.092	22.477
Impuesto por recuperar año anterior	21.522	-
Totales	1.274.990	514.192

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\$
Otros (Impuestos Remuneraciones)	1.721	2.250
Totales	1.721	2.250

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



11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos Intangibles Neto	leto 31/12/2016 M\$	
Activos Intangibles Identificables Neto	147.414	238.221
Servidumbres	33.631	14.515
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	5.240	115.163
Actives Internalibles Davite	31/12/2016	31/12/2015

Activos Intangibles Bruto	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$	
Activos Intangibles Identificables Bruto	263.274	243.349	
Servidumbres	33.631	14.515	
Derecho de Agua	108.543	108.543	
Software	121.100	120.291	

Amortización Activos Intangibles	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Activos Intangibles Identificables	(115.860)	(5.128)
Software	(115.860)	(5.128)

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

	Movimiento año 2016	Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Salc	lo Inicial al 1 de enero de 2016	14.515	108.543	115.163	238.221
tos	Otros (Activación Obras en Curso)	19.116	-	809	19.925
imie	Gastos por amortización	-	-	(110.732)	(110.732)
Mg	Total movimientos	19.116	-	(109.923)	(90.807)
Salo	lo final al 31 de Diciembre de 2016	33.631	108.543	5.240	147.414

	Movimiento año 2015	Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Salo	o Inicial al 1 de enero de 2015	14.515	108.543	4.691	127.749
	Retiros Valor Bruto	-	-	(231)	(231)
ntos	Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	-	231	231
mier	Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	110.581	110.581
Ξ	Gastos por amortización	-	-	(109)	(109)
ž	Total movimientos	-	-	110.472	110.472
Salo	o final al 31 de Diciembre de 2015	14.515	108.543	115.163	238.221

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

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



12. Propiedades, Planta y Equipos

Vehículos de Motor

Otras 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	61.563.713	59.138.765	
Terrenos	3.340.531	3.160.254	
Edificios	4.055.549	2.946.124	
Planta y Equipo	46.186.310	46.539.236	
Equipamiento de Tecnologías de la Información	242.728	128.296	
Instalaciones Fijas y Accesorios	117.965	61.515	
Vehículos de Motor	389.147	312.022	
Construcción en Curso	6.762.876	5.646.669	
Otras Propiedades, Planta y Equipo	468.607	344.649	
Olias i Topiedades, i Tanta y Equipo	400.007	044.043	
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2016	31/12/2015	
Oluses de l'Topicadaes, Flanta y Equipo, Brato	M\$	М\$	
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	85.314.783	82.322.685	
Terrenos	3.340.531	3.160.254	
Edificios	5.967.830	4.717.659	
Planta y Equipo	66.245.685	66.353.000	
Equipamiento de Tecnologías de la Información	374.256	220.135	
Instalaciones Fijas y Accesorios	207.042	134.221	
Vehículos de Motor	572.838	436.274	
Construcción en Curso	6.762.876	5.646.669	
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.843.725	1.654.473	
Olias Flopiedades, Flania y Equipo	1.043.723	1.054.473	
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades,	31/12/2016	31/12/2015	
Planta y Equipo	M\$	M\$	
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(23.751.070)	(23.183.920)	
Edificios	(1.912.281)	(1.771.535	
Planta y Equipo	(20.059.375)	(19.813.764	
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(131.528)	(91.839	
Instalaciones Fijas y Accesorios	(89.077)	(72.706)	

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

Movimiento año 2016	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	3.160.254	2.946.124	46.539.236	128.296	61.515	312.022	5.646.669	344.649	59.138.765
Adiciones	-	-	445.475	-	-	-	4.780.515	43.337	5.269.327
Retiros Valor Bruto	-		(2.180.430)	(16.078)	(541)	(950)	-	(79.230)	(2.277.229)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-		2.164.933	14.447		807	-	48.146	2.228.333
Otros (Activación Obras en Curso)	180.277	1.112.245	4.837.388	121.611	21.516	137.514	(6.532.300)	121.749	-
E Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso,									
Propiedades, Planta y Equipo	-	137.926	(3.209.748)	48.588	51.846	-	2.867.992	103.396	-
Gastos por depreciación	-	(140.746)	(2.410.544)	(54.136)	(16.371)	(60.246)	-	(113.440)	(2.795.483)
Total movimientos	180.277	1.109.425	(352.926)	114.432	56.450	77.125	1.116.207	123.958	2.424.948
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	3.340.531	4.055.549	46,186,310	242,728	117.965	389.147	6.762.876	468.607	61.563.713

Movimiento año 2015	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	3.082.266	2.955.340	45.856.230	174.439	54.363	439.179	4.416.348	438.754	57.416.919
Adiciones	-	-	330.461			-	4.111.353	24.495	4.466.309
Retiros Valor Bruto	-	-	(39.443)	(741)	(381)	(291.195)	-	(23.277)	(355.037)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	289.158	741	75	201.357	-	(58)	491.273
Otros (Activación Obras en Curso)	77.988	244.176	1.708.306	4.801	8.563	20.134	(2.411.798)	347.830	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso,									
Propiedades, Planta y Equipo		(132.501)	947.699	(12.458)	17.193		(469.234)	(350.699)	-
Gastos por depreciación	-	(120.891)	(2.553.175)	(38.486)	(18.298)	(57.453)	-	(92.396)	(2.880.699)
Total movimientos	77.988	(9.216	683.006	(46.143)	7.152	(127.157)	1.230.321	(94.105)	1.721.846
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	3.160.254	2,946,124	46.539.236	128,296	61.515	312.022	5,646,669	344,649	59.138.765

(183.691)

(1.375.118)

(124.252)

(1.309.824)



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 activos en construcción según se explica en nota 2.8 incluyen activación de costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$74.542 al 31 de diciembre 2016 y a M\$137.949 por el año terminado al 31 de diciembre de 2015 (Ver nota 21).
- d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre 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

13.2. 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	31/12/2015
dasto poi impuesto a las dallancias	М\$	М\$
Gasto por impuestos corrientes	216.263	631.949
Ajustes al impuesto corriente del año anterior	(46)	-
Otro gasto por impuesto corriente	554	567
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	216.771	632.516
Gasto por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias		
temporarias	401.923	39.097
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	401.923	39.097
Gasto por impuesto a las ganancias	618.694	671.613

Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2016	31/12/2015
paccoo a no gammono concostado con o comuna a mogran	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		
de otro resultado integral	(12.758)	(31.960)
Totales	(12.758)	(31.960)



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	31/12/2015	
	М\$	M\$	
Ganancia antes de Impuesto	3.554.431	4.602.045	
Total de (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (24% en 2016 - 22,5% en 2015)	(853.063)	(1.035.460)	
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	53.407	18.491	
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(90.645)	(79.920)	
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(85.846)	(80)	
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	357.453	425.356	
Total ajustes al (gasto) por impuestos utilizando la tasa legal	234.369	363.847	
(Gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(618.694)	(671.613)	
Tasa impositiva efectiva	17,41%	14,59%	

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:

	Activos por	impuestos	Pasivos por	impuestos
Diferencias temporarias	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	-	-	6.457.415	6.045.900
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	6.077	6.078	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	95.914	104.860	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	28.782	23.382	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	4.868	4.523	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	18.189	17.132	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	-	-	22.792	34.816
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	-	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	49.043	41.638	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	46.384	41.318	-	-
Total Impuestos Diferidos	249.257	238.931	6.480.207	6.080.716

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

Movimientos impuestos diferidos	Activo	Pasivo	
Movillientos impuestos diferidos	M\$	M\$	
Saldo al 01 de enero de 2015	247.956	6.082.604	
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(40.985)	(1.888)	
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	31.960	-	
Saldo al 31 de diciembre de 2015	238.931	6.080.716	
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(2.432)	399.491	
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	12.758		
Saldo al 31 de diciembre de 2016	249.257	6.480.207	



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

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:

	Corrie	ntes
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras cuentas por pagar	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	М\$
Proveedores por compra de combustible	185.618	277.246
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	184.314	447.053
Cuentas por pagar bienes y servicios	2.140.521	1.154.777
Dividendos por pagar a terceros	60.818	81.024
Cuentas por pagar instituciones fiscales	26.320	29.582
Otras cuentas por pagar	430.995	474.020
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.028.586	2.463.702

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

	Corrientes			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	31/12/2016	31/12/2015		
	M\$	М\$		
Cuentas por pagar comerciales	2.510.453	1.879.076		
Otras cuentas por pagar	518.133	584.626		
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por	3.028.586	2.463.702		
pagar	3.020.300	2.403.702		

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

Saldo al 31/12/2016				Saldo al 31/12/2015				
Proveedores con pago al día _	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	489.106	721.551	1.299.796	2.510.453	348.240	558.269	972.567	1.879.076
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	489.106	721.551	1.299.796	2.510.453	348.240	558.269	972.567	1.879.076



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	4.368.408	-	4.368.408	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	15.329.251	-	15.329.251	
Efectivo y equivalentes al efectivo	213.949	1.944.282	2.158.231	
Totales	19.911.608	1.944.282	21.855.890	

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	4.706.299	-	4.706.299	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8.982.860	-	8.982.860	
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.734.660	5.958.151	8.692.811	
Totales	16.423.819	5.958.151	22.381.970	

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2016	Préstamos y cuentas por pagar	Totales
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.028.586	3.028.586
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1.094.172	1.094.172
Totales	4.122.758	4.122.758

Pasivos financieros al 31/12/2015	Préstamos y cuentas por pagar	Totales	
	M\$	M\$	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.463.702	2.463.702	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1.411.397	1.411.397	
Totales	3.875.099	3.875.099	



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	134.943	134.943
Saldo en Bancos	79.006	79.006
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.834.329	3.834.329

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	3.028.586	3.028.586

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

Provisiones corrientes

16.1. Otras provisiones corrientes

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

	Corrientes	
Otras provisiones corrientes	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	122.622	171.712
Totales	122.622	171.712

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

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	171.712
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	117.280
Decremento en provisiones existentes	(17.435)
Provisión utilizada	(118.715)
Reversos de provisión no utilizada	(30.220)
Total movimientos en provisiones	(49.090)
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	122.622

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015 Movimientos en provisiones	15.575
Provisiones adicionales Incremento en provisiones existentes	144.732 13.934
Provisión utilizada	(2.529)
Total movimientos en provisiones	156.137
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	171.712



16.2. Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

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

Provide a surface and a surfac	Corriente		
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	31/12/2016 31/12/2015		
ompicados	M\$	M\$	
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	112.869	97.423	
Provisión por beneficios anuales	275.391	250.567	
Totales	388.260	347.990	

b) El 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 01 de enero de 2016	97.423	250.567	347.990
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	84.161	302.407	386.568
Provisión utilizada	(68.715)	(277.583)	(346.298)
Total movimientos en provisiones	15.446	24.824	40.270
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	112.869	275.391	388.260

Movimientos en provisiones	Por vacaciones F del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	101.099	260.448	361.547
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	12.639	17.142	29.781
Provisión utilizada	(16.315)	(27.023)	(43.338)
Total movimientos en provisiones	(3.676)	(9.881)	(13.557)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	97.423	250.567	347.990



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:

Indemnización por años de servicios	31/12/2016 M \$	31/12/2015 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	525.108	445.214
Totales	525.108	445.214

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el año 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización años de servicio	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	445.214
Costo por intereses	21.825
Costo del servicio del año	37.642
Pagos en el año	(26.824)
Variación actuarial por cambio tasa	10.955
Variación actuarial por experiencia	36.296
Saldo al 31 de diciembre de 2016	525.108
Provisiones no corriente, indemnización años de servicio	М\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	425.973
Costo por intereses	30.010
Costo del servicio del año	34.246
Pagos en el año	(163.386)
Variación actuarial por experiencia	118.372
Saldo al 31 de diciembre de 2015	445.214

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	21.825	30.010
Costo del servicio del año	37.642	34.246
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	59.467	64.256
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	47.251	118.372
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	106.718	182.628



d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 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 un 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	50.478	(42.989)

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	(43.591)	50.164

16.4. Juicios y multas

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

16.4.1. Juicios

Los juicios vigentes de la sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M\$
EDELAYSEN	Juzgado de Letras y Garantía de Aysén	C-545-2016	Servidumbre (Corretaje y Turismo Miranda con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Puerto Aysen	C-64-2016	Demanada por Ley del consumidor (SERNAC con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	indeterminado
EDELAYSEN	Juzgado Cobrabza Laboral Osomo	RIT A-58-2016	Laboral/cobro AFC (AFC con EDELAYSEN)	Pendiente Primera instancia	5.000
EDELAYSEN	Juzgado de Cobranz Laboral de Osorno	A-58-2016	Laboral/cobro AFC (AFC con EDELAYSEN)	Pendiente Primera instancia	100.000

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

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



16.4.2. Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
EDELAYSEN	REX 12389 de fecha 17.02.2016	SEC	Incumplimiento standares calidad de servicio	Pendiente Recurso de Reposición	9.237
EDELAYSEN	REX 12.947 de fecha 31.03.2016	SEC	Accidente Eléctrico	Pendiente segunda instancia	92.366

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

Para los casos en que la administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

17. Otros Pasivos no Financieros

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

	Corri	ente	No corriente	
Otros pasivos No Financieros	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	718.428	759.823	-	-
Otras obras de terceros	445.630	474.541	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	26.517	24.771
Totales	1.164.058	1.234.364	26.517	24.771

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 EDELAYSEN ascendía a M\$37.005.894 y está representado por 37.577.393 acciones serie única 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 \$31,3797458335 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, lo que significó un pago total de M\$1.179.169. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2016.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 27 de abril de 2015 se aprobó el pago de un dividendo final de \$40,37001715 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, lo que significó un pago total de M\$1.517.000. 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 saldo por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2016.

	Saldo al 01 de enero de 2016 M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2016 M\$
Reserva de ganacias o pérdidas actuariales	(137.663)	(34.493)	(172.156)
Otras reservas varias	871.173	-	871.173
Totales	733.510	(34.493)	699.017

Las otras reservas varias por M\$ 871.173, que corresponde a revalorización del capital pagado por el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Al 31 de diciembre de 2015.

	Reserva de		
	Saldo al 01 de enero de 2015	ganancias o pérdidas	Saldo al 31 de diciembre de 2015
	M\$	actuariales M\$	M\$
Reserva de ganacias o pérdidas actuariales	(51.251)	(86.412)	(137.663)
Otras reservas varias	871.173	-	871.173
Totales	819.922	(86.412)	733.510

18.1.4. Ganancias acumuladas

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

	Utilidad líquida distribuibles acumulada M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/2016	34.314.100	34.314.100
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	2.935.737	2.935.737
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(39)	(39)
Provisión dividendo mínimo del año	(880.721)	(880.721)
Saldo final al 31/12/2016	36.369.077	36.369.077

La utilidad distribuible del año 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\$2.935.737.

	Utilidad líquida distribuibles acumulada M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/2015	31.562.966	31.562.966
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	3.930.432	3.930.432
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(168)	(168)
Provisión dividendo mínimo del año	(1.179.130)	(1.179.130)
Saldo final al 31/12/2015	34.314.100	34.314.100

La utilidad distribuible del año 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\$3.930.432.



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 el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2016	31/12/2015
3	М\$	M\$
Venta de Energía	17.568.653	17.852.026
Ventas de energía	17.568.653	17.852.026
Otras Prestaciones y Servicios	586.529	589.721
Apoyos	12.960	13.853
Arriendo de medidores	67.835	66.441
Cortes y reposición	215.322	213.864
Pagos fuera de plazo	257.878	268.385
Otros	32.534	27.178
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	18.155.182	18.441.747

Otros Ingresos, por Naturaleza	31/12/2016	31/12/2015	
	M\$	M\$	
Otros Ingresos			
Construcción de obras y trabajos a terceros	240.873	490.433	
Venta de materiales y equipos	295.982	190.385	
Arrendamientos	7.028	6.302	
Intereses Créditos y Préstamos	8.119	5.513	
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	585.108	372.951	
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	18.653	54.031	
Otros Ingresos	111.274	136.018	
Total Otros ingresos, por naturaleza	1.267.037	1.255.633	

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\$	
Combustibles para generación y materiales	7.468.166	6.641.590	
Totales	7.468.166	6.641.590	



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	1.738.185	1.597.723	
Provisión costo de vacaciones	32.339	40.426	
Otros costos de personal	270.479	272.335	
Indemnización por años de servicios	134.682	145.681	
Activación costo de personal	(74.542)	(137.949)	
Totales	2.101.143	1.918.216	

22. Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/12/2016	31/12/2015	
,	M\$	M\$	
Depreciaciones	2.795.483	2.880.699	
Amortizaciones de Intangibles	110.732	109	
Totales	2.906.215	2.880.808	

23. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	400.596	1.304.375
Sistema generación	1.477.524	1.306.691
Mantención medidores, ciclo comercial	601.041	572.590
Operación vehículos, viajes y viáticos	180.205	170.556
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	15.783	26.138
Provisiones y castigos	(39.657)	(76.221)
Gastos de administración	1.193.738	763.304
Egresos por construcción de obras a terceros	31.377	73.196
Otros gastos por naturaleza	190.005	247.114
Totales	4.050.612	4.387.743



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 M \$	31/12/2015 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	57.579	280.535
Otros ingresos financieros	675.787	408.476
Total Ingresos Financieros	733.366	689.011

Costos Financieros	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$	
Otros gastos financieros	(926)	(2.046)	
Total Costos Financieros	(926)	(2.046)	
Resultado por unidades de reajuste	31.874	22.131	
Diferencias de cambio	2.129	(2.487)	
Positivas	2.129	-	
Negativas	-	(2.487)	
Total Costo Financiero	33.077	17.598	
Total Resultado Financiero	768.295	710.701	

25. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$	
Edelaysen	Evaluación plan de manejo	Inversión	630	-	
Edelaysen	As es orías medioambientales	Costo	3	6.390	
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	62.410	17.973	
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	563	-	
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	555	559	
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	21.947	38.508	
Totales			86.108	63,430	

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



26. Garantías Comprometidas con Terceros

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

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

	Emp	esa que entrega garantía Activos comprometidos		Empresa que entrega garantía Activos comprometidos Fecha Liberació		n Garantía	
Acreedor de la garantía	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor Garantía M\$	2017 M\$	2018 M\$
Gobierno Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	791.987	408.759	383.228

27. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2016, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$49.964 (M\$14.502 en 2015).

28. Moneda Extranjera

	Moneda	Moneda	31/12/2016	31/12/2015
ACTIVOS	extranjera	funcional	М\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	32.330	22.3
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			32.330	22.31
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	153.602	93.3
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			153.602	93.3
TOTAL ACTIVOS			185.932	115.63
	Moneda	Moneda	31/12/2016	31/12/2015
PASIVOS	extranjera	funcional	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Cuentas por Pagar a Enridades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	-	23
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			-	23
TOTAL PASIVOS				23

29. Hechos Posteriores

En el periodo 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 – Empresa Eléctrica de Aisén 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	24.410	24.266	144	1%
Activos no corrientes	62.495	59.970	2.525	4%
Total activos	86.905	84.236	2.669	3%
Pasivos corrientes	5.799	5.631	168	3%
Pasivos no corrientes	7.032	6.551	481	7%
Patrimonio	74.074	72.054	2.020	3%
Total pasivos y patrimonio	86.905	84.236	2.669	3%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$2.669 respecto de diciembre de 2015, explicado principalmente por un aumento en los Activos corrientes de MM\$144 y en los Activos no corrientes de MM\$2.525.

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

- a) Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas (MM\$6.346), por préstamos en cuenta corriente a matriz Sociedad Austral de Electricidad S.A.
- Aumento en Activos por impuestos corrientes (MM\$761), por incremento de remanente de IVA crédito por impuesto específico producto de la mayor compra de diésel.

Lo anterior, compensado parcialmente con una disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo por MM\$6.535, principalmente por Inversiones en activo fijo y préstamos a entidades relacionadas.

La variación positiva del ítem de Activos no corrientes, se explica por aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$2.425) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de



crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con la depreciación de Propiedades, planta y equipo.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$649 respecto de diciembre de 2015, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$168 y en los Pasivos no corrientes de MM\$481.

El aumento de los Pasivos corrientes se explica por aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MM\$565, principalmente por facturas de proveedores que no terminaron el ciclo de compras.

Lo anterior, compensado parcialmente por:

- a) Disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM\$317), principalmente por menor provisión de dividendo mínimo a matriz Sociedad Austral de Electricidad S.A.
- b) Disminución en Otros pasivos no financieros (MM\$70), por desembolsos asociados a la construcción de obras de terceros y financiadas por el FNDR; compensado parcialmente con aportes de clientes.

El aumento de los Pasivos no corrientes, se explica por un aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$399), debido principalmente a mayores diferencias temporales originada por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, planta y equipo.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM\$2.020, respecto de diciembre de 2015, explicado por el resultado del ejercicio (MM\$2.936); compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo del periodo (MM\$881).



Principales Indicadores:

•		Unidad	dic-16	dic-15	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	4,2	4,3	(2,3%)
	Razón ácida (2)	Veces	3,9	4,0	(2,5%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,2	0,2	2,5%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	5.802	3.375	71,9%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	45,2%	46,2%	(2,2%)
pasivos	Deuda LP / Deuda total (6)	%	54,8%	53,8%	1,9%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	5.156	5.000	3,1%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,3	3,3	(1,5%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	111	109	1,5%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	61	68	(10,4%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	5.802	6.750	(14,0%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	4,02%	5,56%	(27,7%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	3,43%	4,77%	(28,1%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	4,80%	6,64%	(27,7%)
	Utilidad por acción (14)	\$	79,34	106,20	(25,3%)

Fórmulas:

(1)	Liquidez	Corriente:
-----	----------	------------

= Activos Corrientes
Pasivos Corrientes

(2) Razón Ácida:

= Activos Corrientes – Inventarios Corrientes
Pasivos Corrientes

(3) Deuda / Patrimonio:

= Pasivos Corrientes + Pasivos No Corrientes
Total Patrimonio

(4) Cobertura Gastos Financieros:

Resultado Bruto de Explotación*

Costos Financieros

(5) Deuda CP / Deuda Total:

= Pasivos Corrientes
Pasivos Corrientes + Pasivos No Corrientes

(6) Deuda LP / Deuda Total:

= Pasivos No Corrientes
Pasivos Corrientes + Pasivos No Corrientes

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



(7) Rotación de Inventarios:

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

(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):

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:



II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	dic-16 MM\$	dic-15 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	19.422	19.697	(275)	(1%)
Materias primas y consumibles utilizados	(7.468)	(6.641)	(827)	12%
Margen de contribución	11.954	13.056	(1.102)	(8%)
Gasto por beneficio a los empleados	(2.101)	(1.918)	(183)	10%
Otros gastos por naturaleza	(4.051)	(4.388)	337	(8%)
Resultado bruto de explotación	5.802	6.750	(948)	(14%)
Gasto por depreciación y amortización	(2.906)	(2.881)	(25)	1%
Resultado de explotación	2.896	3.869	(973)	(25%)
Resultado financiero	766	707	59	8%
Otras ganancias (pérdidas)	(108)	26	(134)	(515%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	3.554	4.602	(1.048)	(23%)
Gasto por impuestos a las ganancias	(618)	(672)	54	(8%)
Ganancia (pérdida)	2.936	3.930	(994)	(25%)

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto del ejercicio anterior, en MM\$973, lo que se explica por:

- a) Menor Margen de contribución de MM\$1.102 por disminución del Margen de generación (MM\$1.417), debido al periodo de sequía en la zona de Coyhaique, lo que implicó aumentar la generación térmica y por lo tanto un mayor consumo de diésel para la misma energía generada. Si bien, el menor precio del diésel compensó parcialmente esta situación, esto tuvo un efecto en la indexación de las tarifas disminuyendo el precio de venta de energía y por tanto los márgenes
- b) Mayores Gastos del personal por MM\$183, por indexación por IPC e incremento de dotación promedio.



c) Menores Otros gastos por naturaleza por MM\$337, principalmente por devolución de cobertura de seguro en noviembre 2016 producto de siniestro en equipos generadores ocurridos en el año 2015.

2) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2016, obtuvo utilidades por MM\$2.936, lo que implicó un aumento del 25% respecto de diciembre de 2015.



III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Rujo de Efectivo	dic-16	dic-15	Diferencia	Variación
Trajo de Licotivo	мм\$	мм\$	мм\$	%
de la Operación	6.202	8.606	(2.404)	(28%)
de la Inversión	(11.923)	(3.700)	(8.223)	222%
de Financiación	(814)	(1.517)	703	(46%)
Flujo neto del período	(6.535)	3.389	(9.924)	(293%)
Variación en la tasa de cambio	-	35	(35)	100%
Incremento (disminución)	(6.535)	3.424	(9.959)	(291%)
Saldo Inicial	8.693	5.269	3.424	65%
Saldo Final	2.158	8.693	(6.535)	(75%)

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$2.158, menor en un 75% respecto de diciembre de 2015.

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

- Menor flujo positivo de efectivo utilizado en Actividades de la operación, principalmente por menores ingresos operacionales neto en el periodo producto del periodo de sequía, lo que implicó un mayor costo de generación explicado en el punto a) del análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este informe.
- 2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo utilizado en Actividades de inversión, originado por mayores préstamos a entidades relacionadas y compras en Propiedades, planta y equipo.



IV. Mercados en que participa.

Edelaysen es una empresa verticalmente integrada (por su calidad de sistema no conectado al CDEC-SIC) que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

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

V. Principales Riesgos.

Los principales riesgos a los que la Sociedad y sus filiales se ven expuestas están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, 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), tanto para los segmentos de distribución y transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos.

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 generación.

En los sistemas medianos como el administrado por las Sociedad, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando en cada caso los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio.

Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final. En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 a octubre 2018. Esta fijación implicó una baja en las tarifas de Sistemas Medianos de la Sociedad de un 6,0% aproximadamente, equivalente a M\$421.295 al año (se utilizó como base el 2015 comparando tarifa nueva con anterior).

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que 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.