

*grupo*  
**SAEsa**

**Reporte Anual 2015**  
Eléctricas del Sur S.A.



Línea de Transmisión Cardones - Diego de Almagro.







## INDICE

Carta del Presidente	08
----------------------	----

### CAPÍTULO 1

Nuestra Empresa	12
Visión Corporativa	14
Antecedentes de la Sociedad	15
Relación de la Propiedad	16
Accionistas de la Sociedad	17
Gobierno Corporativo	18
Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible	20
Directorio	22
Administración	24
Estructura Organizativa	26
Reseña Histórica	28

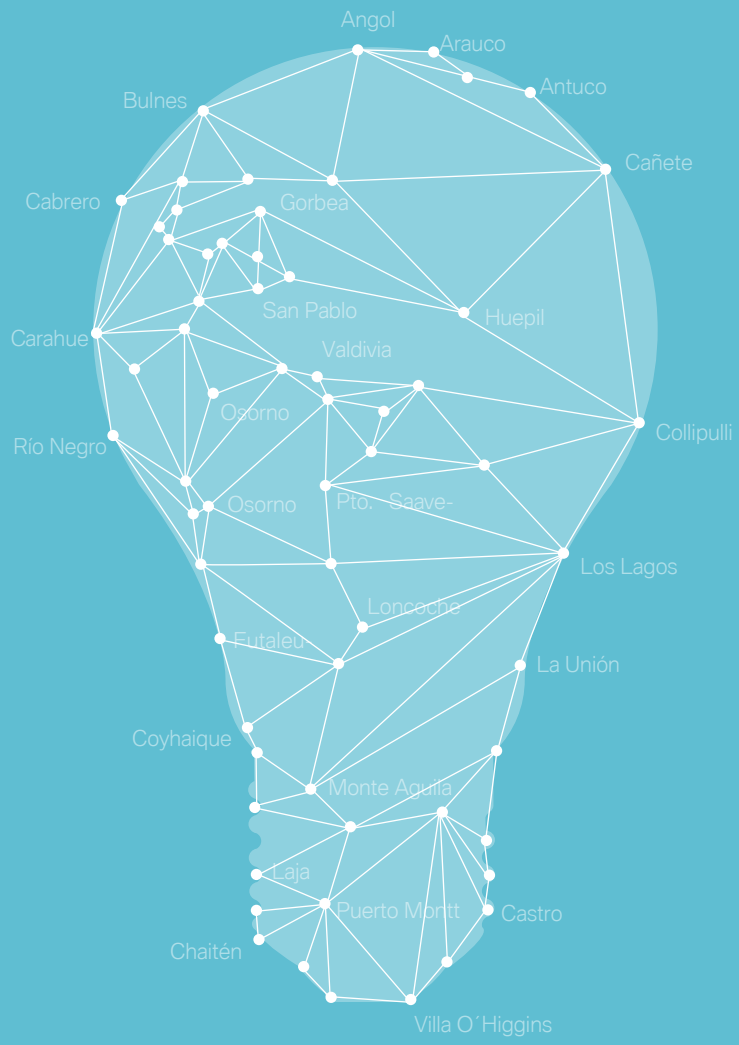
### CAPÍTULO 2

Antecedentes Relevantes	32
Factores de Riesgo	34
Marcha de la Empresa	40
Gestión Financiera	48
Hechos Relevantes	52

### CAPÍTULO 3

Sector de la Industria	56
Actividades y Negocios	60
Empresas Filiales	68
Declaración de Responsabilidad	101

## Carta del **Presidente**





**E**stimados clientes, inversionistas, colaboradores y autoridades, por encargo de nuestro directorio, presento a ustedes nuestro reporte anual de actividades, correspondiente al año 2015.

Sin lugar a dudas, el 2015 pasará a la historia de estos casi 90 años de trabajo del Grupo Saesa como un año especial, el año en que formalmente ya somos parte de la Transmisión Troncal en Chile. Este Grupo, con sede en la ciudad de Osorno, lleva muchos años con un fuerte compromiso con el desarrollo del país, aportando con más energía, más seguridad y más eficiencia en todos los ámbitos de la cadena de suministro eléctrico, siendo su foco y principal responsabilidad la distribución de electricidad a nuestros 795 mil clientes repartidos entre las regiones del Bío Bío y Aysén.

Con la convicción de poder aportar más al desarrollo del país, es que en el año 2012 se tomó la decisión de ampliar la zona geográfica de operación, lo cual se materializó con la entrada en operación de nuestro primer proyecto de Transmisión Troncal, a través de una línea de 220 Kv entre Diego de Almagro y Cardones, cerca de la ciudad de Copiapó, en un desarrollo conjunto con Chilquinta.

Nuestra motivación es entregar energía confiable, contribuyendo al bienestar y desarrollo del país, para lo cual se requiere de nuevos proyectos, que sean más eficientes y competitivos, sustentados en procesos al interior de la compañía que cada día garanticen de mejor manera un servicio de calidad y excelencia. Para esto hemos seguido avanzando en las tareas propuestas para alcanzar este logro, y hoy con mucho orgullo podemos decir que la compañía ha ido cumpliendo las etapas necesarias para llegar a esta meta, a través de mejoras en nuestros indicadores de calidad de servicio, reducción de pérdidas de energía en nuestras redes, y la concreción de importantes proyectos de crecimiento en Distribución y Transmisión a través de inversiones por más de \$ 87 mil millones, lo que representa un 90% más de lo invertido durante el año 2014; pudiendo llegar a más hogares e industrias con cada vez mejor energía. Todo lo anterior se ampara en una mayor participación y contacto con la ciudadanía para la materialización de nuestros proyectos y el quehacer diario, con un fuerte acento en la seguridad de nuestros trabajadores y contratistas, lo que ha permitido alcanzar los menores índices de accidentabilidad en la historia del Grupo Saesa.



Adicionalmente, y con el objeto de seguir aportando al desarrollo de un sistema robusto y confiable en todo el país, continuamos con la ejecución de seis proyectos de transmisión eléctrica en las regiones de Antofagasta, Atacama, Metropolitana, Maule, Bío Bío y Los Ríos, la mayoría de ellos a ser finalizados en el 2016 y 2017.

Nuestros esfuerzos están puestos en desarrollar nuestra cartera de proyectos basados en las variables económica, ambiental y social, sin dejar de lado la innovación y el uso de nuevas tecnologías, y de esa forma satisfacer proactivamente la creciente demanda energética del país, lo que responde a las nuevas iniciativas promovidas desde el Gobierno que requieren la inversión de privados y la colaboración de múltiples actores. Es imprescindible reforzar y mejorar el sistema de abastecimiento de electricidad y para ello se requieren soluciones más modernas e innovadoras, lo que sin duda irá en directo beneficio de los clientes finales, buscando la eficiencia energética y el desarrollo de redes inteligentes. Desde ese punto de vista, las empresas que conforman el Grupo Saesa ponen a disposición del país su vasta experiencia en la construcción y operación de redes que integran la carretera eléctrica de Chile, en zonas donde son aún mayores los desafíos debido a la dispersión geográfica de su población, su paisaje accidentado y las dificultades climáticas existentes, propias del sur de nuestro país.

Sabemos que el ámbito social es fundamental para nuestros clientes y vincularnos con la comunidad es la única manera de conocer realmente qué es lo que se espera del Grupo Saesa. Es lo que perseguimos a través del nuevo programa de relación con la comunidad "Somos Vecinos" que llegó para instalarse como espacio de relacionamiento con nuestras comunidades a través de sus dirigentes vecinales. Este plan piloto que comenzó hace algo más de un año nos ha dado una gran satisfacción al ver los positivos resultados, y sobre todo la acogida por parte de la comunidad, lo que hace que durante el año 2016 este programa se amplíe a nuevas comunas.

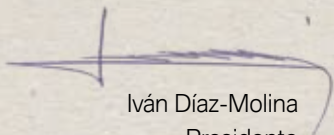
La Compañía ha continuado con el programa Crece, un robusto plan de capacitación para técnicos y profesionales, lo cual se ha reforzado con la implementación de un programa más completo enfocado a desarrollar las habilidades comunicacionales, directivas y de liderazgo de

nuestras jefaturas y potenciales ejecutivos que surgen de programas de potenciación de talentos internos y los planes de sucesión. Asimismo, se ha continuado con las mejoras en los estándares de trabajo mediante la mejora de procesos y procedimientos, siempre en la búsqueda de la mejora continua, en conjunto con la modernización de nuestras oficinas, almacenes y dependencias, con un enfoque en la productividad y en la atención a nuestros clientes internos y externos. Esto y otros esfuerzos en relación a las mejoras de beneficios y clima de trabajo han permitido la obtención del puesto número 31 en el ranking Great Place to Work conseguido por el grupo Saesa dentro de las mejores empresas para trabajar en Chile.

El año 2015 continuó con la senda de mejoras en términos de resultados para la Compañía llegando a su mejor desempeño histórico con un Ebitda de \$85.060 millones, lo que representa un aumento de 6% respecto de lo conseguido en el 2014. Esto demuestra la consolidación de los esfuerzos realizados en la concreción de los proyectos y da cuenta de las mejoras operacionales alcanzadas, y es sin lugar a dudas resultado de nuestra Planificación Estratégica que ha tenido como ejes el acercamiento a nuestros clientes, el desarrollo de nuestros colaboradores, las mejoras operacionales, en productividad y procesos, la implementación de nuevas tecnologías, y los nuevos proyectos de crecimiento y desarrollo en los que está abocada la Compañía.

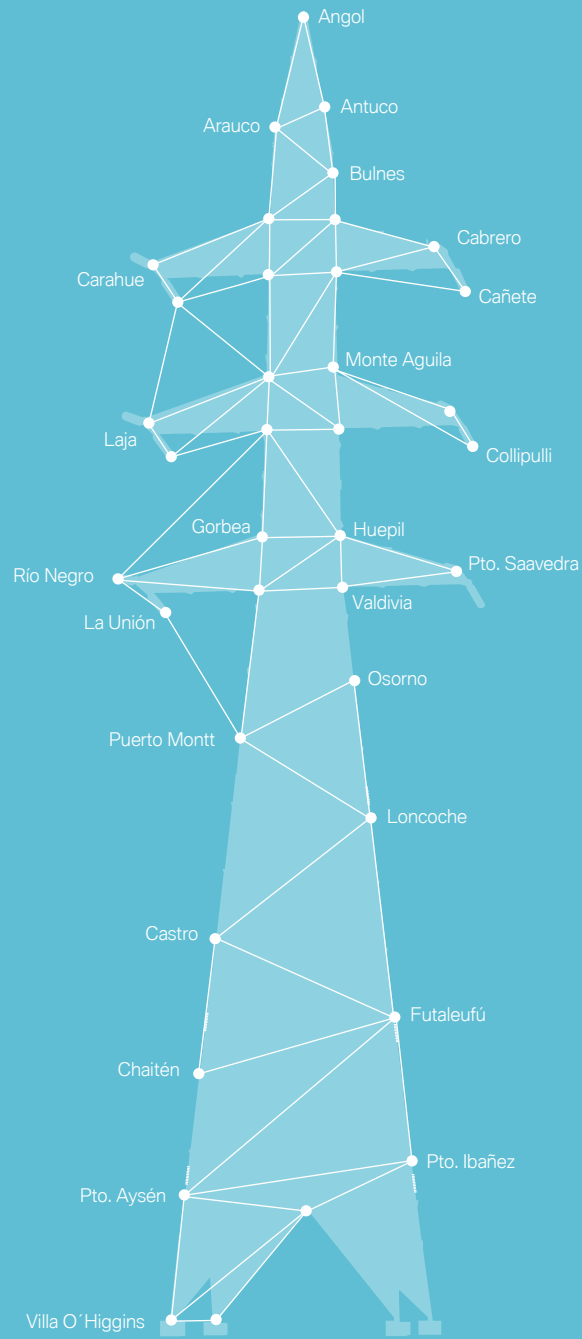
Les invito a revisar nuestro reporte anual y a mirarnos como una empresa que desafía al futuro, y que día a día se esfuerza en seguir avanzando en el crecimiento responsable y sostenible con el que estamos comprometidos.

Un saludo afectuoso.



Iván Díaz-Molina  
Presidente

# Capítulo 1





## Nuestra Empresa

Esta sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board ("OT-PPB") y Alberta Investment Management Corp ("AIMCo") controlan las empresas del "Grupo Saesa", las cuales participan principalmente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y en menor medida en el de generación.

El Grupo Saesa está conformado por las empresas operativas Sociedad Austral de Electricidad S.A. ("Saesa");



Puente Pudeto, Chiloé. Región de Los Lagos.

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. ("Frontel"); Sagesa S.A.; las filiales de Saesa: Sistema de Transmisión del Sur S.A. ("STS"), Sociedad Generadora Austral S.A. ("SGA"), Empresa Eléctrica de Aisén S.A. ("Edelaysen"), Compañía Eléctrica Osorno S.A. ("Luz Osorno"), Sistema de Transmisión del Norte S.A. ("STN"), Sistema Austral de Transmisión Troncal S.A. ("SATT"); la filial de STS, Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC"). Además, "Saesa" posee una participación conjunta con Chilquinta Energía S.A. (esta última, no perteneciente al grupo empresarial

de Saesa), sobre las empresas Eletrans S.A. y Eletrans II S.A.. A ellas debemos sumar las sociedades de inversiones Los Ríos Ltda. y Los Lagos IV Ltda..

El Grupo está organizado bajo una estructura operacional descentralizada y gestión centralizada, que le permite a las empresas operativas mantener su presencia y cercanía con los clientes en las distintas zonas de concesión y facilitar la generación de nuevas alternativas de negocios dentro del giro eléctrico.

# 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 2020 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 2020

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:

**Integridad:** Hacemos lo correcto

**Transparencia:** Vamos con verdad y honestidad

**Seguridad:** Un intransable

**Excelencia:** Hacemos las cosas de manera impecable

**Foco en el cliente:** El centro de nuestra gestión

**Eficiencia:** Clave en nuestra industria

**Sustentabilidad:** Somos responsables con el futuro

# Antecedentes de la Sociedad

## IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

**Razón Social**

Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

**Nombre de Fantasía**

Eléctricas del Sur

**Rol Único Tributario**

76.022.072-8

**Domicilio Legal y Comercial**

Isidora Goyenechea 3621 Piso 20, Las Condes, Santiago

**Fono**

(2) 24147010 - 24147500

**Fax**

(2) 24144709

**Tipo de Entidad**

Sociedad Anónima Cerrada

**Insc. Reg. de Valores**

N° 1.016

**Correo Electrónico**

infoinversionistas@saesa.cl

**Sitio Web**

www.gruposaes.cl

**Fono Atención Inversionistas**

(64) 2385382 - (64) 2385383

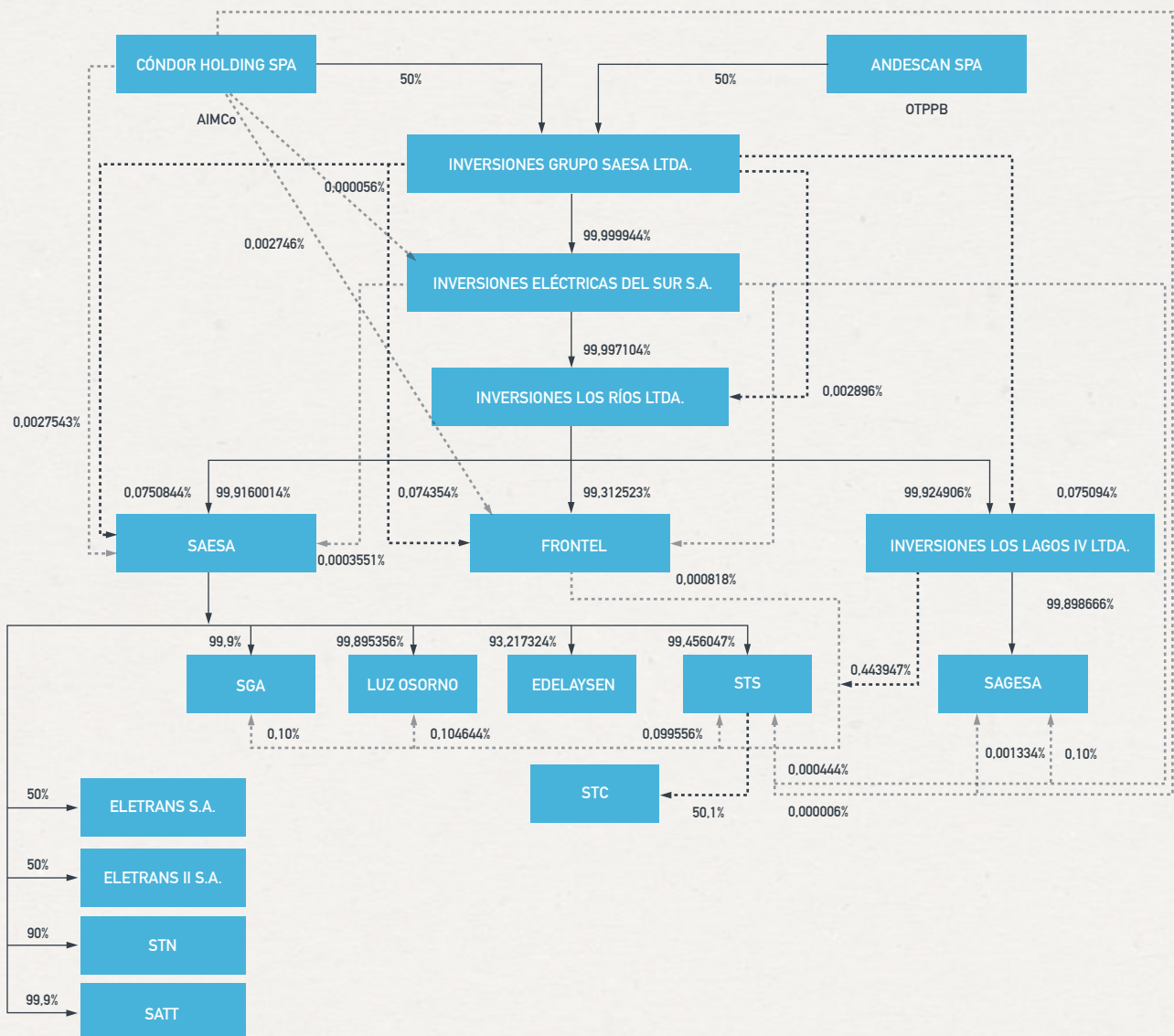
## DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

Constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 26.156 N° 17.956 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 14 de junio de 2008.

Por escritura pública de 31 de julio de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, se modificó y transformó la Sociedad a una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 38.356 N° 26.394 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 22 de agosto de 2008.

# Relación de la Propiedad

Al 31 de diciembre de 2015 la estructura de la propiedad es la siguiente:





# Accionistas de la Sociedad

De acuerdo con lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de la Compañía, Inversiones Grupo Saesa Ltda., posee un 99,99% de Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en forma directa.

Al 31 de diciembre de 2015, se registran dos accionistas en la Sociedad:

	SERIE A	SERIE B	TOTAL	
	ACCIONES	ACCIONES	ACCIONES	PARTICIPACIÓN
INVERSIONES GRUPO SAESA	60	71.581.000	71.581.060	99,999944%
CÓNDOR HOLDING SpA	40		40	0,000056%
	100	71.581.000	71.581.100	100%

Durante el año 2015, no se realizaron transacciones de acciones de la Sociedad.

## PROPIEDAD Y CONTROL

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

## ACUERDOS CONJUNTOS

Entre los socios de Inversiones Grupo Saesa Limitada, controlador de la Sociedad, existe un acuerdo de fecha 24 de julio de 2008, el cual contempla, entre otras ma-

terias, ciertas restricciones a la transferencia de los derechos sociales en dicha sociedad.

A su vez, entre los accionistas de la Sociedad existe un pacto de accionistas de la misma fecha, el cual también contempla ciertas restricciones a la libre disposición de las acciones que cada uno de ellos mantiene en la Sociedad.

Asimismo, a nivel de las filiales Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con la misma fecha, entre los accionistas mayoritarios de dichas sociedades y también contemplan limitaciones a la libre disposición de las acciones de ellos en las mencionadas sociedades.

A su vez, la filial SAGESA S.A. y la filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A. Sistema de Transmisión del Sur S.A., cuentan con pactos de accionistas celebrados el 22 de junio de 2012, los cuales contemplan limitaciones a la libre disposición de las acciones en ambas sociedades.

## 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.

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



Ruta 7, Sector Portezuelo. Región de Aysén.

# Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible

## DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
<30	-	-	-
30 Y 40	1	1	2
41 Y 50	3	-	3
51 Y 60	1	-	1
61 Y 70	1	-	1
>70	1	-	1
ANTIGÜEDAD (AÑOS)			
<3	2	-	2
3 y 6	4	-	4
6 y 9	1	1	2
9 y 12	-	-	-
>12	-	-	-
NACIONALIDAD			
Chilena	4	-	4
Extranjera	3	1	4

## DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
<30	-	-	-
30 Y 40	6	2	8
41 Y 50	21	1	22
51 Y 60	8	-	8
61 Y 70	2	-	2
>70	-	-	-
ANTIGÜEDAD (AÑOS)			
<3	8	-	8
3 y 6	5	-	5
6 y 9	2	-	2
9 y 12	4	1	5
>12	18	2	20
NACIONALIDAD			
Chilena	35	3	38
Extranjera	2	-	2

## DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
<30	110	21	131
30 Y 40	348	94	442
41 Y 50	175	45	220
51 Y 60	73	12	85
61 Y 70	16	3	19
>70	-	1	1
ANTIGÜEDAD (AÑOS)			
<3	138	35	173
3 y 6	156	33	189
6 y 9	84	34	118
9 y 12	88	37	125
>12	256	37	293
NACIONALIDAD			
Chilena	720	176	896
Extranjera	2	-	2

## RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
<30	-	-	-	-	110	21	110	21	11,6%	2,2%
30 Y 40	1	1	6	2	348	94	355	97	37,5%	10,3%
41 Y 50	3	-	21	1	175	45	199	46	21%	4,9%
51 Y 60	1	-	8	-	73	12	82	12	8,7%	1,3%
61 Y 70	1	-	2	-	16	3	19	3	2%	0,3%
>70	1	-	-	-	-	1	1	1	0,1%	0,1%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)										
<3	2	-	8	-	138	35	148	35	15,6%	3,7%
3 y 6	4	-	5	-	156	33	165	33	17,4%	3,5%
6 y 9	1	1	2	-	84	34	87	35	9,2%	3,7%
9 y 12	-	-	4	1	88	37	92	38	9,7%	4%
>12	-	-	18	2	256	37	274	39	29%	4,1%
NACIONALIDAD										
Chilena	4	-	35	3	720	176	759	179	80,2%	18,9%
Extranjera	3	1	2	-	2	-	7	1	0,7%	0,1%
							80,97%	19,03%		
							946 <sup>(*)</sup>			

(\*) Incluye Directorio

## BRECHA SALARIAL POR GÉNERO (PROMEDIO TOTAL REM. HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	FEMENINO	MASCULINO	DIFERENCIA
ADMINISTRATIVOS	91,11%	100%	-8,89%
ENC. UNIDAD	71,57%	100%	-28,43%
JEFES ÁREA	103,47%	100%	3,47%
LINIERS	N.A.	100%	N.A.
PROFESIONALES	90,93%	100%	-9,07%
SECRETARIAS	100%	N.A.	N.A.
SUPERVISORES	N.A.	100%	N.A.
TÉCNICOS	100,11%	100%	0,11%
EJECUTIVOS	91,00%	100%	-9,00%

# Directorio Eléctricas del Sur y sus Filiales

## DIRECTORES 2015/2016

En el año 2015 el Directorio de Eléctricas del Sur S.A. 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:

Iván Díaz - Molina  
Ingeniero Civil  
Rut 14.655.033-9

### Vicepresidente:

Jorge Lesser García-Huidobro  
Ingeniero Civil  
Rut 6.443.633-3

### Directores Titulares:

Juan Ignacio Parot  
Ingeniero Civil Industrial  
Rut 7.011.905-6

Waldo Fortín  
Abogado  
Rut 4.556.889-K

Ben Hawkins  
Maestría en Administración de Empresas  
Extranjero

Dale Burgess  
Contador Auditor  
Extranjero

Christopher Powell  
Ingeniero Bachiller en Ciencias  
Extranjero

Stacey Purcell  
Ingeniero Comercial  
Extranjera



Iván Díaz-Molina



Jorge Lesser



Juan Ignacio Parot



Waldo Fortín



Ben Hawkins



Dale Burgess



Christopher Powell



Stacey Purcell

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

NOMBRE	RUT	PROFESIÓN	CARGO	FECHA ÚLTIMO NOMBRAMIENTO	FECHA CESACIÓN
IVÁN DÍAZ-MOLINA	14.655.033-9	INGENIERO CIVIL	PRESIDENTE	07-05-2015	-
JORGE LESSER G.	6.443.633-3	INGENIERO CIVIL	VICEPRESIDENTE	07-05-2015	-
JUAN IGNACIO PAROT B.	7.011.905-6	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	DIRECTOR TITULAR	27-04-2015	-
WALDO FORTÍN C.	4.556.889-K	ABOGADO	DIRECTOR TITULAR	27-04-2015	-
BEN HAWKINS	EXTRANJERO	MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS	DIRECTOR TITULAR	27-04-2015	-
STACEY PURCELL	EXTRANJERO	INGENIERO COMERCIAL	DIRECTOR TITULAR	08-07-2015	-
CHRISTOPHER POWELL	EXTRANJERO	INGENIERO BACHILLER EN CIENCIAS	DIRECTOR TITULAR	27-04-2015	-
DALE BURGESS	EXTRANJERO	CONTADOR AUDITOR	DIRECTOR TITULAR	27-04-2015	-
MARÍA MORSILLO	EXTRANJERA	INGENIERO BACHILLER EN CIENCIAS	DIRECTOR TITULAR	27-04-2015	08-07-2015
JUZAR PIRBHAL	EXTRANJERO	BACHILLER EN LETRAS CON MENCIÓN EN ECONOMÍA	DIRECTOR TITULAR	30-04-2014	06-08-2014
STACEY PURCELL	EXTRANJERA	INGENIERO COMERCIAL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2013	09-04-2014
KEVIN ROSEKE	EXTRANJERO	LICENCIATURA EN COMERCIO	DIRECTOR TITULAR	30-04-2013	09-04-2014

# Administración

## ADMINISTRACIÓN 2014/2015

### Gerente General

Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial  
RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 01/02/2012

### Gerente Corporativo de Operaciones

Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico  
RUT 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10/09/2012

### Gerente Administración y Finanzas

Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial  
RUT 9.987.057-5 / Fecha nombramiento 11/04/2012

### Gerente Legal

Sebastián Sáez Rees / Abogado  
RUT 8.955.392-K / Fecha nombramiento 01/10/2007

### Gerente Comercial

Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial  
Rut 7.256.279-8 / Fecha nombramiento 24/09/2012

### Gerente Generación y Comercialización

Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico  
RUT 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 01/09/2009

### Gerente Ingeniería y Proyectos

Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctricista  
Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 01/01/2013

### Gerente Regulación

Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico  
RUT 10.784.472-4 / Fecha nombramiento 10/09/2012

### Gerente Personas

María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial  
RUT 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10/12/2013

### Gerente Desarrollo de Negocios

Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial  
RUT 7.667.414-0 / Fecha nombramiento 15/05/2014

### Gerente Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos

Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial  
RUT 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10/10/2013

### Gerente de Operaciones de Transmisión

Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico  
RUT 11.364.868-6 / Fecha nombramiento 01/11/2015

### Gerente de Operaciones

Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico  
RUT 14.556.330-5 / Fecha nombramiento 23/03/2015

### Subgerente Prevención de Riesgos

Patricio Velásquez Soto / Ingeniero en Prevención de Riesgos  
RUT 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30/10/2013

### Director Auditoría Interna

Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor  
RUT 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 01/01/2009

### Subgerente Asuntos Corporativos

Lorena Mora Sanhueza / Periodista  
RUT 8.750.218-K / Fecha nombramiento 01/07/2012

### Subgerente Regulación

Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista  
RUT 11.694.983-0 / Fecha nombramiento 01/09/2009



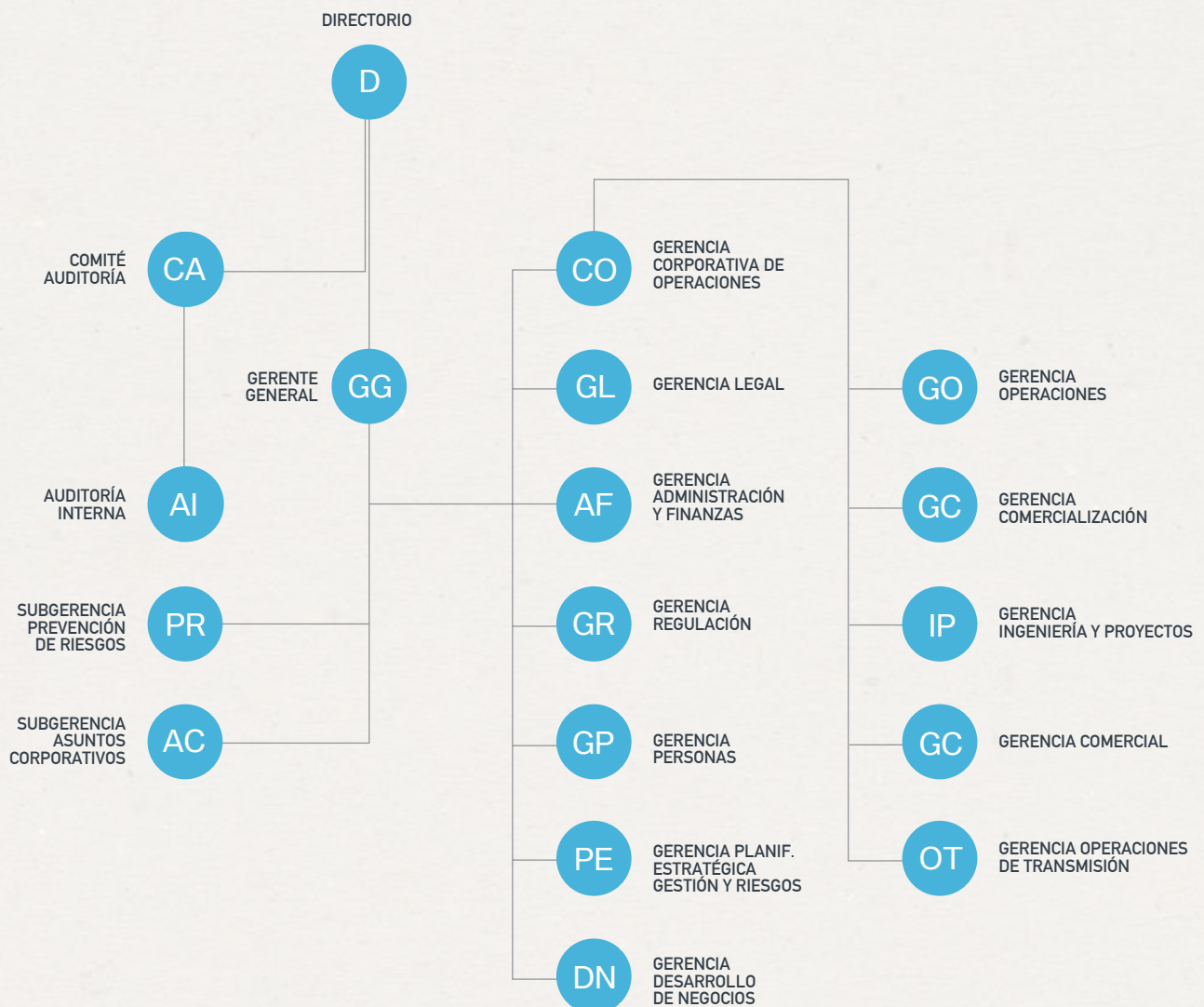
## COMITÉ EJECUTIVO



Victor Vidal / Patricio Turén / Leonel Martínez / Raúl González / Patricio Velásquez / Francisco Alliende / Hugo Briones / Charles Naylor  
Rodrigo Miranda / Marcela Ellwanger / Jorge Muñoz / Sebastián Sáez / María Dolores Labbé / Marcelo Bobadilla / Marcelo Matus / Lorena Mora.

# Estructura Organizativa

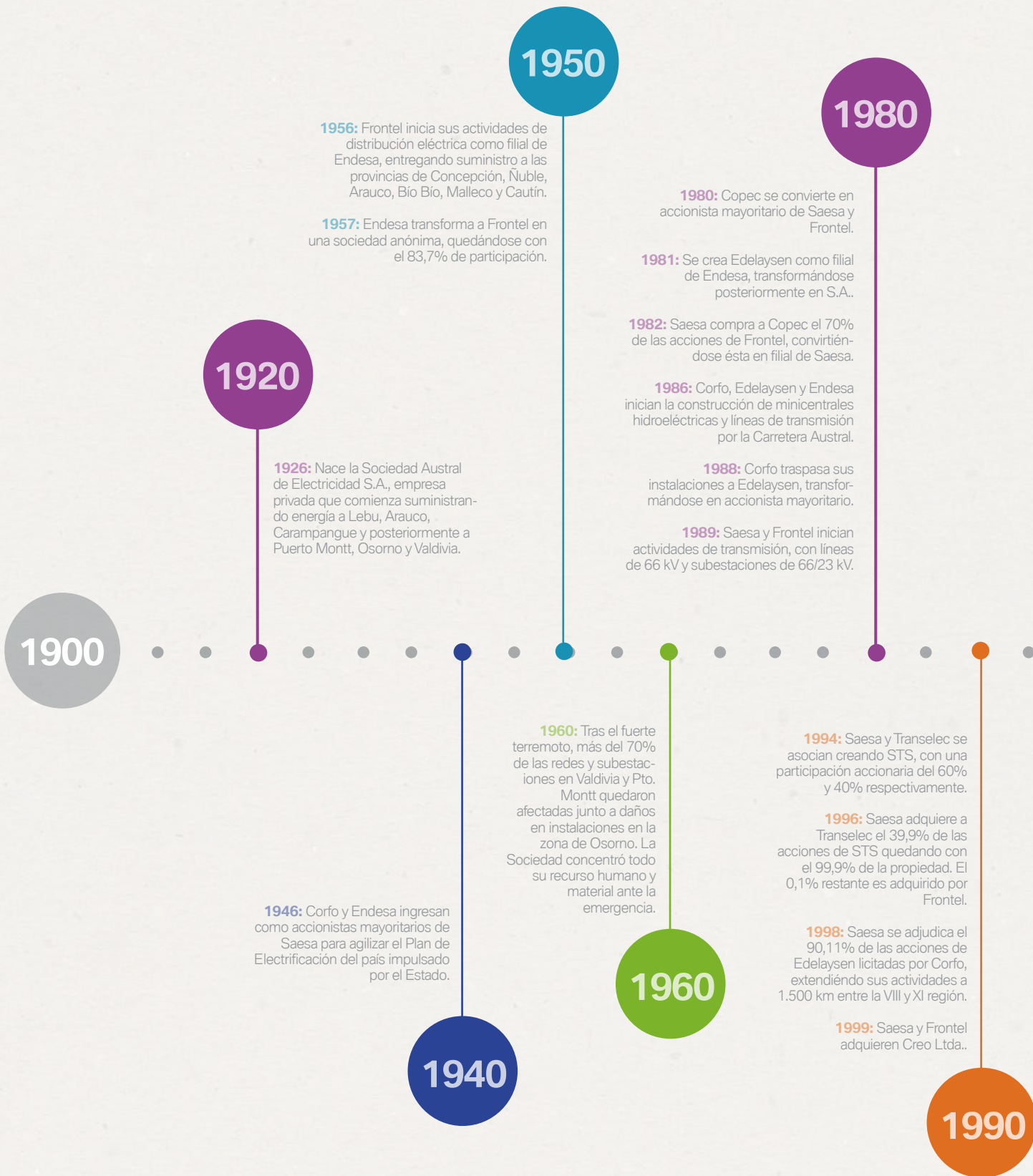
El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones para todas las empresas filiales, salvo para las sociedades Sistema de Transmisión del Norte S.A, STN, Sistema de Transmisión del Centro S.A, STC y Sistema Austral de Transmisión Troncal S.A, SATT, cuyos directorios están conformados por gerentes de la matriz.





Cerro Castillo, Carretera Austral. Región de Aysén.

# Reseña Histórica



2000

**2000:** Saesa y STS modifican las instalaciones de transmisión que abastecen a la isla de Chiloé, quedando el sistema energizado con 110 kV. Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelaysen que pertenecían a Corfo, aumentando así su participación al 91,67%.

**2001:** Copec vende a PSEG Chile Holding S.A. su participación en Saesa y Frontel. Comienza a operar Alto Baguales, la primera central en realizar generación eólica a escala industrial.

**2002:** Se constituye SGA.

**2005:** Se completa el financiamiento de largo plazo, con aumentos de capital y refinanciamiento de pasivos del empresas del Grupo.

**2006:** Se elevan los índices de calidad de servicio, culminando el

año dentro de los indicadores exigidos por la autoridad gracias a inversiones de mejoramiento.

**2007:** Se inicia la construcción del proyecto Chiloé, un sistema de transmisión en 220 kV entre Puerto Montt y la isla. Este mismo año se inicia sus ventas el área de retail.

**2008:** Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Funds adquieren la totalidad del Grupo Saesa.

**2009:** El agresivo plan de inversiones alcanza los M\$ 36.000. Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC mediante el cruce aéreo entre islas, desde Puluqui hasta Chidquapi. Retail alcanza 58 puntos de venta en la zona de concesión.

En el mes de Octubre, se constituyó la "Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A" o SATT. Esta sociedad pertenece en un 99,9% a SAESA y en un 0,1% a STS y será la encargada de desarrollar y explotar el proyecto troncal S/E Crucero – Encuentro, que le fuera adjudicado a SAESA.

En diciembre fue la puesta en marcha de la línea de transmisión que une Copiapó con Diego de Almagro que se extienden entre la subestación Cardones, ubicada a 15 kilómetros al sur de Copiapó, y la subestación Diego de Almagro. Esta obra, a cargo del consorcio Eletrans, conformado por Saesa y Chilquinta, tiene una extensión de 156 kilómetros y significó una inversión de USD 70 millones.

2015

**2010:** Un fuerte terremoto y posterior tsunami afectó gravemente al país. Trabajadores y contratistas enfrentaron un período de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a todos los clientes desde el Bío-Bío hasta Chiloé.

En noviembre, la sociedad colocó un bono de UF 4.000.000 para el refinanciamiento de sus pasivos financieros. De esta forma se mejoraron las condiciones del financiamiento, aumentando además el plazo del crédito, con un menor costo.

**2011:** El fondo de inversión canadiense Alberta Investment

Management Corporation adquirió el 50% de la propiedad que estaba en manos de Morgan Stanley.

**2012:** Saesa en conjunto con Chilquinta (este último no perteneciente al grupo empresarial), constituyen la Sociedad Eletrans S.A., tras la adjudicación de proyectos de transmisión troncal. Se inaugura el proyecto Puyehue-Rupanco.

**2013:** El consorcio formado por la filial Saesa y Chilquinta, constituyen Eletrans II S.A., tras la adjudicación de 2 nuevos proyectos de transmisión troncal. La Compañía realiza una exitosa colocación de bonos corporativos,

por UF 3.000.000, experimentando una sobredemanda en el mercado local.

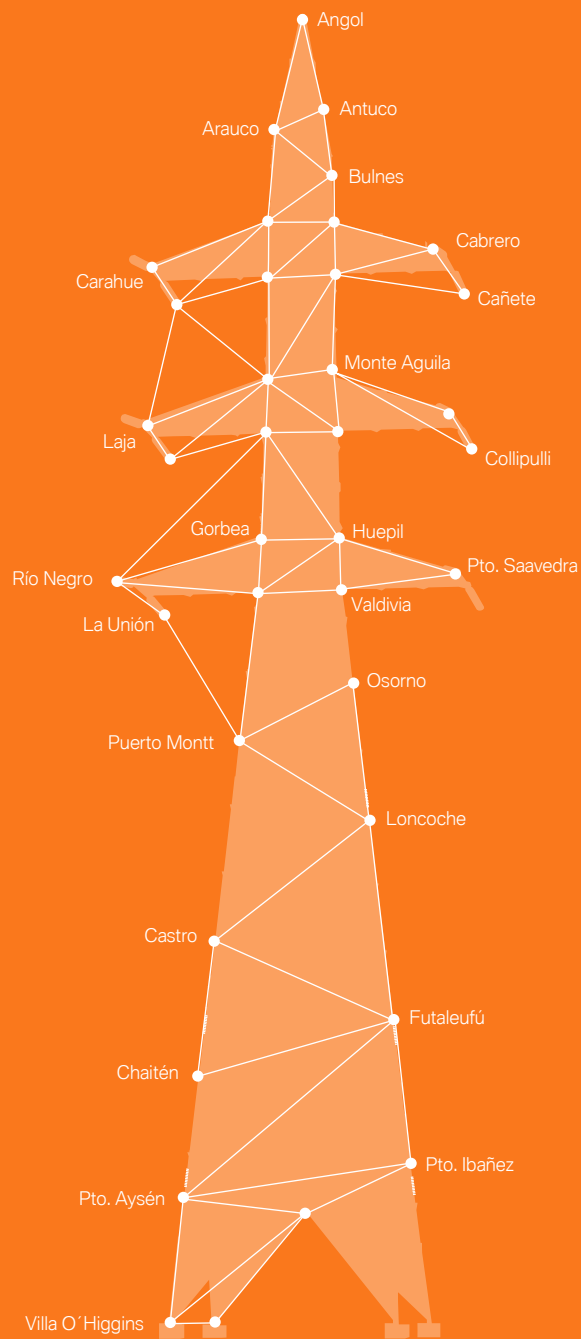
Entra en servicio el proyecto Chiloé que aumentó la capacidad de suministro hacia la Isla de Chiloé de 55 a 110 MVA.

**2014:** En el mes de septiembre, se constituyó la Sociedad "Sistema de Transmisión del Norte S.A.", posicionándose en el norte del país.

Durante el año, se efectuaron colocaciones de bonos en el mercado local por MUF 2.000 en Saesa y MUF 2.500 en Frontel, principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

2010

# Capítulo 2



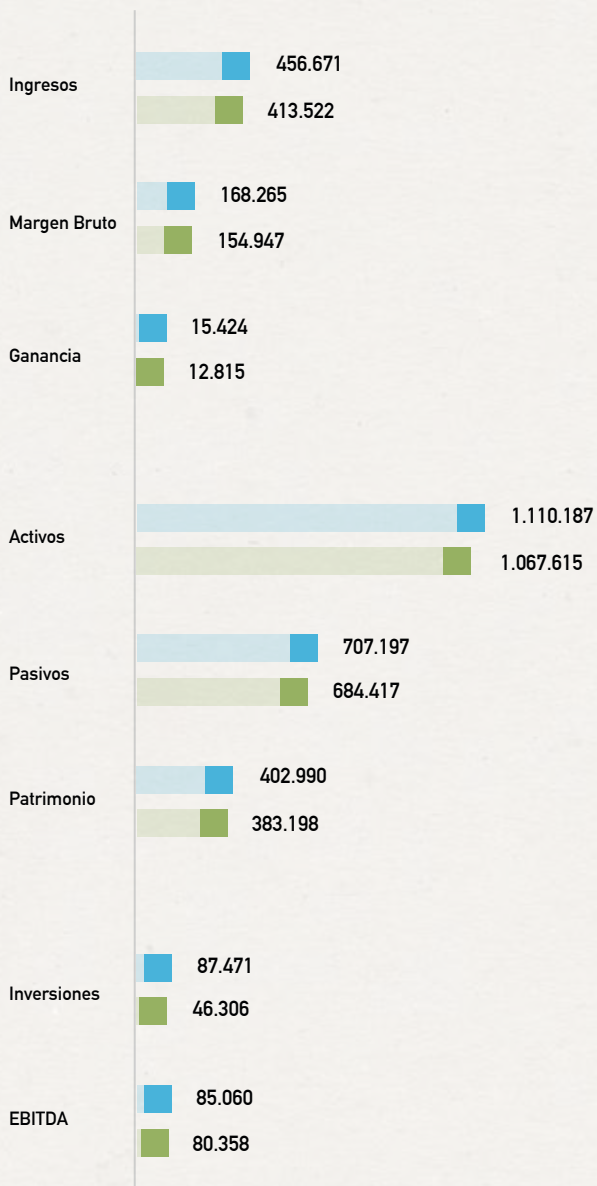
# Antecedentes Relevantes

## Electricas del Sur

### ANTECEDENTES FINANCIEROS

CONSOLIDADO (MM\$)

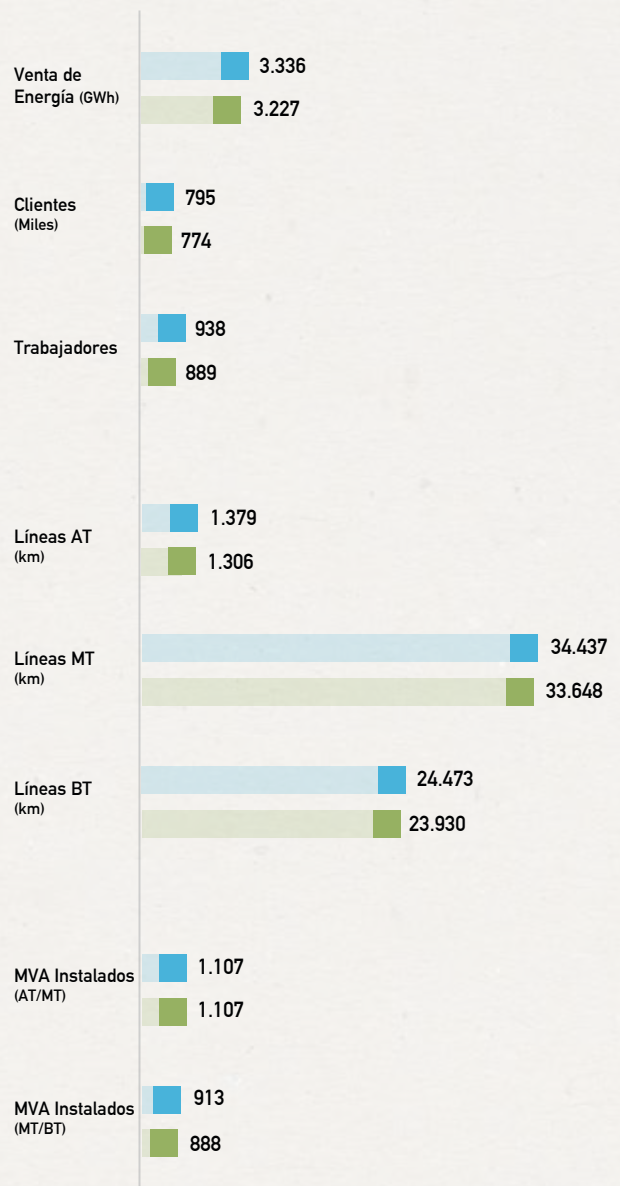
2015 2014



### ANTECEDENTES OPERACIONALES

CONSOLIDADO

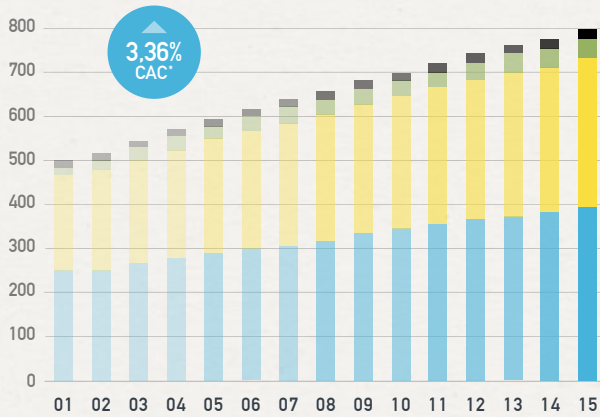
2015 2014





## CLIENTES

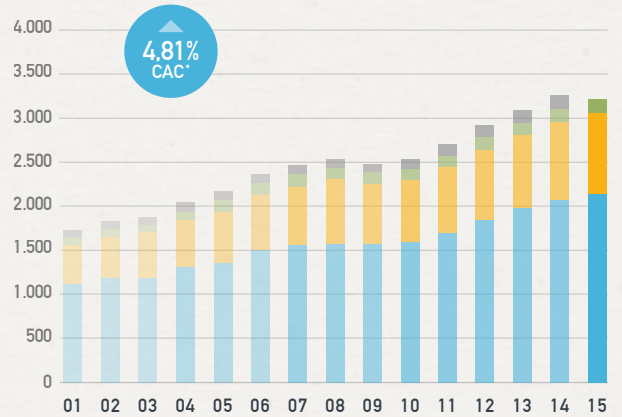
(en miles) SAESA FRONTEL EDELAYSEN LUZ OSORNO



\* Crecimiento Anual Compuesto

## VENTAS DE ENERGÍA

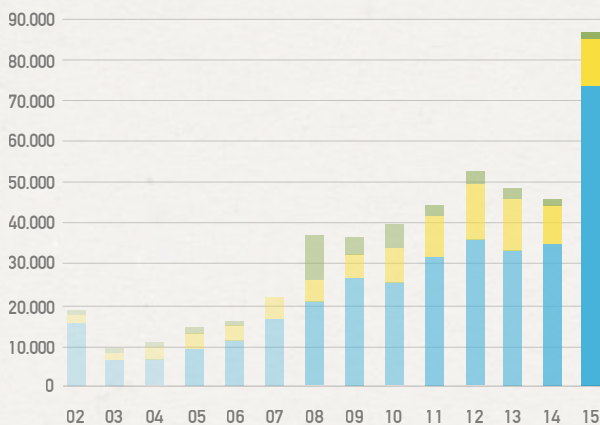
(en GWh) SAESA FRONTEL EDELAYSEN LUZ OSORNO



\* Crecimiento Anual Compuesto

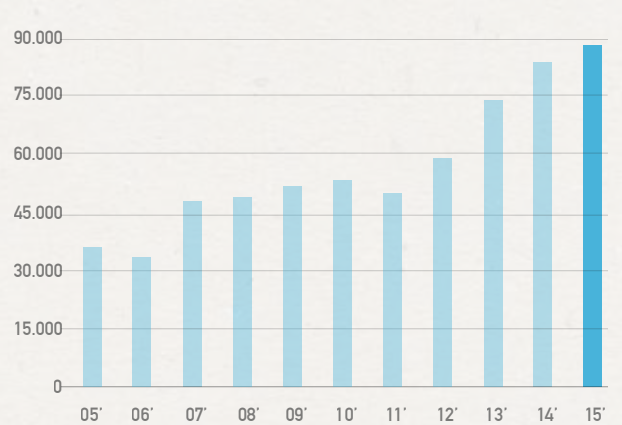
## INVERSIONES

(en MM\$) SAESA Y FILIALES FRONTEL EDELAYSEN



## EBITDA

(en MM\$)



# 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 y sus filiales son los siguientes:

## RIESGO REGULATORIO

### A) CAMBIO DE LA REGULACIÓN

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

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica.

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 requieran.

### B) FIJACIÓN DE TARIFAS DE GENERACIÓN

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar

la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones de suministro de electricidad impulsadas por las empresas distribuidoras de energía y la Comisión Nacional de Energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la filial SAGESA está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot en el Sistema Interconectado Central (SIC). La energía que comercializa SGA por una parte por la compra de la producción de la filial SAGESA y por otra, en virtud de la compra que pueda realizar a otros generadores del sistema.

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

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

Sin embargo, SGA mantiene un contrato de compra indexado en una proporción al precio de nudo de corto plazo, lo que genera un desacople en los ingresos. Por cada peso de diferencia entre el precio de nudo y el costo marginal (para una venta promedio mensual de 4 GWh), se generará un ingreso o pérdida de M\$ 2.400 si el costo marginal está sobre o por debajo del precio de nudo, respectivamente. La Sociedad monitorea este contrato y los precios de mercado para tomar medidas de modo de evitar que se produzcan pérdidas importantes en el mediano plazo.

### 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, del tipo de cambio y el precio del cobre.

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. Esta fijación implicó una baja en las tarifas de un 6% aproximadamente, equivalente a M\$ 421.295 al año (se utilizó como base el 2015 comparando tarifa nueva con anterior).

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nue-



vos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo.

#### **D) FIJACIÓN DE TARIFAS DE SUBTRANSMISIÓN**

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

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE elaboró los respectivos Informes Técnicos que permitieron traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y envió los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones

(generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14. Según o indicado en la Nota N°3, Marco Regulatorio, la aplicación del DS 14, decreto que estaba vigente hasta 2014, se extendió para todo el 2015.

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Expertos para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los dictámenes publicados por el panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de diciembre de 2014. Luego de varios procesos de revisión, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico preliminar sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, salvo unos documentos de trabajo previos.

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

según sea el caso.

#### E) FIJACIÓN DE TARIFAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL

En el marco del último proceso tarifario de transmisión troncal, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, y más específicamente, en la instancia de revisión al Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión, presentado por la CNE mediante Resolución Exenta N° 390 del 31 de Julio de 2015, ella realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), filial de la Sociedad, mediante la cual las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasarán a ser calificadas como de Transmisión Troncal. El Informe Técnico fue discrepado ante el Honorable Panel de Expertos y cuyo dictamen fue evacuado en Octubre de 2015, después de lo cual se espera la publicación del correspondiente Decreto.

#### F) CONTRATOS DE SUMINISTRO

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron las últimas licitaciones de suministro realizados durante el año 2014 y 2015, estos son, la Licitación de Suministro SIC 2013/03 segundo llamado y la Licitación de Suministro 2015/02, respectivamente.

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

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados y el próximo término de los primeros contratos de suministro licitados, la

CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Así, durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, ella emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó los siguientes 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021 - Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.
- Proceso 2015/02 (Enero 2017 - Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, por el 100% de la energía licitada.

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

#### G) ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA

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

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

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

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

## RIESGO DE NEGOCIO

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

En cuanto al marco regulatorio y sus cambios, viene al caso mencionar que durante mayo del 2014, el Gobierno dio a conocer la “Agenda Energética” mediante la cual establece los pilares en que se sustentará su política energética, que incluyó además las metas, objetivos establecidos y una agenda legislativa para modificaciones a la normativa vigente y puesta al día de varios Reglamentos. Dentro de los aspectos de mayor relevancia legislativa en materia de electricidad y que se encuentran pendientes se encuentran los siguientes:

- Modificaciones al marco legal de los sistemas de transmisión eléctrica.
- Ley de Eficiencia Energética.
- Ley de Impulso a la Geotermia.
- Modernización y Fortalecimiento de la SEC.
- Cambio al marco regulatorio de los Sistemas Medianos de Magallanes y Aysén.

Respecto al primer punto, durante el segundo semestre del 2015 se ingresó al Congreso un proyecto de ley, preparada por el Ministerio de Energía, que modifica principalmente la tarificación en transmisión. Los principales cambios en la propuesta son:

### a) Definición funcional de la transmisión:

Forman parte de la transmisión todas aquellas instalaciones que no estén destinadas a distribución, con independencia de su nivel de tensión. Esto conllevará también un cambio en la clasificación de las instalaciones de transmisión, la que tendrá una vigencia al menos de 12 años, enfocándose principalmente por sus funciones:

- i. Sistema Nacional (equivalente al actual Sistema Troncal).
- ii. Sistema Zonal (equivalente a los sistemas de Subtransmisión).
- iii. Sistema Dedicado (equivalente al Sistema Adicional). Será definido por la autoridad, simultáneamente con los otros segmentos; tendrá acceso abierto y obligación de invertir (a cargo de interesado).
- iv. Polos de Desarrollo: se establece como una nueva categoría en la cual en ciertas zonas se invertirá con mayores holguras, para un uso más eficiente del territorio y hacer

posible que zonas de generación puedan conectarse con mayor facilidad. El pago lo realizarán los generadores a prorrata del uso, mientras que las holguras lo pagará la demanda.

v. Interconexiones internacionales.

### b) Remuneración:

Estampillado, a través de cargos únicos cobrado a la demanda, eliminando el riesgo ante variaciones de la demanda eléctrica.

### c) Planificación:

Existirán dos tipos de planes de Planificación:

- i. Largo plazo, planificación energética realizada cada 5 años por el Ministerio de Energía, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, y con un horizonte de 30 años.
- ii. Corto plazo, planificación anual de la expansión de todos los segmentos de transmisión, a cargo de la CNE y con un horizonte de planificación de 20 años.

### d) Creación de un Coordinador Eléctrico:

Órgano de derecho público creado por ley, independiente, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que reemplazará a los actuales CDEC. En general mantendrá las atribuciones y funciones actuales de los CDEC, agregando otras como autorizar las conexiones, coordinar a las distribuidoras, programación de la operación de los SSMM en que exista más de una empresa generadora y monitorear las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico.

### e) Acceso abierto:

Total a instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda. Incluyendo las holguras en líneas privadas, previa autorización por el Coordinador.

### f) Estudios de franjas:

El Estado podrá establecer que determinados proyectos de obras nuevas puedan utilizar este mecanismo, el cual consiste en entregar al adjudicado una franja preliminar con la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, debiendo el adjudicado desarrollar el trazado específico dentro de la franja preliminar y obtener la RCA correspondiente del proyecto. Posteriormente se imponen las servidumbres por decreto, por razones de utilidad pública. Respecto a la negociación y pago de servidumbres, se mantienen los mismos mecanismos actuales.

#### g) Panel de Expertos:

No podría pronunciarse sobre la legalidad de las actuaciones de la CNE o de la SEC.

Con respecto a Eficiencia Energética, durante el segundo semestre del 2015 se realizaron diversas mesas de trabajo público-privado con el objeto de relevar los temas a considerar por el Ministerio de Energía en el proyecto de ley que enviarán al Congreso durante el 2016.

En cuanto al marco regulatorio de los Sistemas Medianos, durante el 2015 se dictó un Reglamento de Sistemas Medianos, enfocado principalmente en la operación y remuneración en aquellos sistemas en que hay más de un operador. Asimismo, el Ministerio extendió a fines del 2015 una invitación a las empresas operadoras de dichos Sistemas, para que participen de las distintas actividades de discusión tendientes a elaborar una propuesta de nueva normativa para ser ingresada al Congreso durante el 2016.

Adicionalmente, durante el mes de julio de 2015 el Ministerio ingresó al Congreso un proyecto de ley, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas que busca disminuir las tarifas de los clientes regulados en aquellas comunas que posean centrales de generación de energía

eléctrica, y, por la otra, busca acotar las diferencias de tarifas eléctricas residenciales entre las distintas zonas del país. Lo anterior, con el objetivo de ponerlo en operación hacia el segundo semestre del 2016.

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

### RIESGOS DEL MERCADO

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

En la actualidad el 98% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija.

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



Ruta C-181, sector Diego de Almagro. Región de Atacama.

# Marcha de la Empresa

¿Qué hicimos el 2015?

## EXCELENCIA OPERACIONAL

El año 2015 fue un período de continuo crecimiento para el Grupo Saesa. Las ventas de energía a nuestros clientes aumentaron en un 3,3% respecto al año anterior, bastante superior al SIC (Sistema Interconectado Central), el cual creció un 1,2%. Ello se explica en parte por el crecimiento de la demanda de nuestros clientes residenciales e industriales, superiores en 2,8% y 3,7% respectivamente, y por la reducción en las pérdidas de energía. Por otro lado, durante 2015 se concretó un proceso de expansión importante hacia el centro y norte del país, a través de la participación en la construcción y operación de proyectos troncales.

A fines de ese año, específicamente en el mes de noviembre, se energizó el primer circuito de la línea de transmisión Diego de Almagro - Cardones correspondiente a la primera etapa del proyecto, obra que se gestó en conjunto con Chilquinta a través del Consorcio Eletrans y que definitivamente sitúa al Grupo Saesa como un actor relevante para el desarrollo energético del país.

El compromiso de empresa socialmente responsable está presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones, comercial, entre otros.

## VINCULACIÓN CON LA COMUNIDAD

Porque nuestra visión es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país, estamos convencidos de que nuestro principal compromiso está en mantener la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Más allá de aquello, se han creado y fortalecido diversos programas de vinculación con la comunidad y acción social, entre los cuales destacan:

**Programa Somos Vecinos:** Su esencia es atender inquietudes, trabajar conjuntamente en soluciones y entregar información de interés para los vecinos. Se ha convertido en un espacio de reunión y diálogo con la comunidad lo que ha permitido lograr mayor cercanía.

**Programa de Conexión de Sedes Sociales:** Logró conectar, desde sus inicios en 2013 un total de 40 sedes, beneficiando a más de 2.000 familias; todas de sectores rurales y vulnerables.

**Campaña “A la Escuela con Energía”:** En su 6to año de implementación llegó con útiles escolares y equipamiento audiovisual a 70 escuelas desde Bulnes a Aysén.

**Programa de Liceos Eléctricos:** Benefició en 2015 a más de 300 alumnos, pertenecientes a 7 establecimientos de Monte Águila, Temuco, Paillaco, Osorno, Puerto Montt, Castro y Coyhaique.



## MEDIOAMBIENTE

El programa de recolección de pilas en desuso desarrollado en conjunto con las Seremi de Medioambiente de las regiones de La Araucanía y Los Ríos, logró recolectar y efectuar disposición final de 1,5 toneladas de desechos desde escuelas y liceos.

El compromiso medioambiental desde la operación de la Compañía, hizo trasladar 190 toneladas de residuos peligrosos líquidos y sólidos hasta plantas de tratamiento.

Las labores de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, que forma parte de la misión de mantener las redes despejadas para asegurar la continuidad del suministro eléctrico, así como la limpieza de faja para la construcción de nuevas redes, llevan a la compañía a restituir las especies arbóreas. Fue así como en el año 2015, se reforestaron 19 hectáreas y fueron replantadas más de 40 hectáreas de bosques.

## NUESTRAS PERSONAS

Las acciones de la Gerencia de Personas están orientadas a mantener equipos motivados y con las competencias necesarias para el cumplimiento de los desafíos de la

Compañía. En este sentido, se potencia tanto el desarrollo profesional, como el personal y familiar de los trabajadores.

Durante el año 2015 se desarrollaron 92.493 horas del Plan de Capacitación Corporativa, orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores donde participaron alrededor de 1.900 trabajadores, 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 para que ésta sea sostenible en el tiempo, se dio inicio al proyecto "Escuela de Formación de Linieros", dedicado a buscar y formar personal que desempeñe las labores de Ayudantes de Linieros de Obras y Mantenimiento, Linieros de Obras y Mantenimiento, y Linieros de Operaciones.

El 2015 se terminó con 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 da 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 la encuesta de clima organizacional que el 2015



Premiación "Great Place to Work" donde nuestra compañía se ubicó en el lugar N° 31, subiendo 3 puestos con respecto a la premiación 2014.



En el mes de noviembre de 2015 se realizó la versión N°55 de las Olimpiadas del Grupo Saesa, que este año convocó a más de 850 personas en la ciudad de Pucón.

entregó un resultado de un 80% de satisfacción. Asimismo, el buen ambiente de trabajo y de desarrollo dentro de la Empresa se ve reflejado en lugar 31 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, entre las que destacan: “Nuestros hijos nos visitan”, celebraciones de días especiales, navidad de los niños y masajes en el lugar de trabajo.

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 2015 la empresa apoyó en el desarrollo de 8 proyectos destinados a contribuir al bienestar de la comunidad.

## CUIDAMOS A LOS NUESTROS

El Grupo Saesa en su permanente compromiso con la vida y el cuidado de las personas, ha impulsado iniciativas durante 2015 que refuerzan los desafíos propuestos en nuestra Planificación Estratégica. Entre las actividades

más importantes de este año, podemos mencionar las charlas motivacionales y de sensibilización dictadas por ex-trabajadores.

A su vez, se fortalecieron las capacitaciones en lugares tan distantes como el proyecto de las 11 islas del archipiélago de Chiloé. Es así como se levantaron las competencias en distantes zonas de operación (información relevante para el diseño de nuevos programas de entrenamiento) lo que permitió lograr mayor orientación y focalización en sus reales necesidades.

Por otra parte, se diseñaron actividades más lúdicas para comprometer esta cultura de seguridad que la compañía está llevando adelante con tesón y compromiso. En ese sentido, se desarrolló una obra de teatro que permitió convocar a personal de terreno y administrativo de las distintas zonas, incluyendo a nuestros colaboradores de las empresas contratistas. Dicha actividad se definió como un éxito rotundo en asistencia y también en la aceptación de esta nueva forma de cuidar a las personas, involucrando en este cambio cultural al grupo familiar de cada uno de los trabajadores.

En términos de resultados, este 2015 ha sido un buen año. Se han reducido los indicadores de frecuencia y gravedad en un 29% y 22% respectivamente, logrando con esto los resultados más bajos de la historia del grupo Saesa, lo que nos motiva como compañía a desafiar mayores objetivos para el futuro, fortaleciendo nuestro compromiso



Inauguración línea de transmisión Cardones-Diego de Almagro, de izquierda a derecha: Lautaro Carmona, Diputado. Francisco Alliende, G.G Grupo Saesa, Miguel Vargas, Intendente de Atacama, Máximo Pacheco, Ministro Energía, Juan Ignacio Parot, Presidente Directorio Eletrans, Diputada Daniella Cicardini, Rodolfo Güenchor, Seremi Energía Atacama, Francisco Mualim, Gte.General Chilquinta.

con la seguridad de nuestros trabajadores. Queremos que el concepto de la seguridad más allá de ser una prioridad, se transforme en un Valor que trascienda al paso del tiempo, perseverare en nuestro actuar y se incorpore en nuestra forma de vida, fortaleciendo uno de los principales pilares estratégicos de esta gran compañía.

## GRANDES OBRAS

La calidad de servicio, el desarrollo de la matriz energética a través de nuevas redes para evacuación de centrales, y la edificación y puesta en marcha de proyectos de transmisión han dado paso a la construcción de obras significativas durante 2015.

### Proyecto Aumento de Potencia 66/23kV, Subestación Pichirropulli:

En el mes de marzo del 2015, se puso en servicio el Transformador de poder de 10 MVA de la S/E Pichirropulli con CTBC (Cambiador de Tomas Bajo Carga) que reemplazó un transformador de 5 MVA de la S/E Pichirropulli, cuya inversión para la compañía fue de MM\$ 410 y a un plazo de construcción de 7 meses.

### Proyectos de Línea y Subestación Pichil:

Ubicado en el sector de Pichil, comuna de Puerto Octay en la región de los Lagos. Este proyecto nace con la finali-

dad de absorber las necesidades de crecimiento industrial en la zona, con un costo de inversión MM\$ 3.900.

Tras 8 meses de construcción, en el mes de septiembre se energizó la nueva S/E Pichil 66/23KV-16 MVA y la línea Alta Tensión Barro Blanco-Pichil 66kV, de simple circuito de 19,7 Km de longitud con más de 90 estructuras instaladas, desde el paño B1 de la subestación Barro Blanco hasta la nueva S/E.

### Proyecto de Línea Tx 110 kV Correntoso - Copihue:

Este proyecto consistió en la construcción de 7 km de longitud de línea de alta tensión en 110 kV en circuito simple entre localidad de Pulelfu y Las Parras, comuna de Puyehue en la región de Los Lagos. La construcción duró 9 meses con una inversión de MM\$ 1.793.

### Proyecto Aumento de Potencia 66/23kV subestación Panguipulli:

Consistió en la instalación de un nuevo transformador 66/23kV 16MVA, la normalización de 2 paños de transformación 66 kV, la habilitación 1 paño de transformación en 23kV, la ampliación y seccionamiento de Barra 23kV, además de la habilitación de un nuevo paño de línea 23kV para el cliente Luisiana Pacific de la zona.

Se encuentra ubicado en la comuna Panguipulli en la región de Los Ríos y la inversión para la compañía fue de MM\$ 1.030, a un plazo de construcción de 9 meses.



Proyecto eólico Alto Baguales.

#### **Proyectos de Línea Diego de Almagro - Cardones:**

En el mes de noviembre, se energiza el primer circuito de la línea de transmisión Diego de Almagro - Cardones correspondiente a la primera etapa del proyecto. Las obras consistieron en la construcción del doble circuito 2x220 kV, con un total de 419 estructuras metálicas y una extensión de 155 kilómetros, un paño en la S/E Cardones y un paño en la S/E Diego de Almagro, ambas propiedad de Eletrans. La duración de estos trabajos fue de 23 meses.

#### **Proyecto Paño JT4 en S/E Valdivia 220kV:**

Este proyecto, ubicado en la comuna de Valdivia Región de Los Ríos, consistió en la construcción de un Paño 220 kV y la conexión del Transformador T4 a este nuevo Paño. Adicionalmente, la normalización del Paño JT1 tuvo una duración de 5 meses, con puesta en servicio el 20 de diciembre de 2015 y un costo aproximado de inversión de MM\$ 1.100.

#### **Proyecto S/E Nahuelbuta:**

Emplazado en la comuna de Renaico, puerta de entrada a la región de La Araucanía, este proyecto consistió en la conexión en Tap Off de la Línea 66kV Los Ángeles - Angol; la construcción de un paño de transformación en 66 y 13,2 kV una Barra MT, la instalación de un transformador 66/13,2 kV - 16 MVA además de la construcción de dos paños en 13,2 kV. La duración de esta obra fue de 11 meses con una inversión de MM\$ 1.900.

#### **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 de 55 metros de altura cada torre y con un diámetro de 44 metros de aspas, más la instalación de 7.000 metros de conductor de media tensión para la transmisión de la energía generada. La duración de estas obras fue de 9 meses, con una inversión de MM\$ 2.700.

Este proyecto se encuentra ubicado a siete kilómetros de la ciudad de Coyhaique.

## **ELECTRIFICACIÓN RURAL**

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

Durante el año 2015, y como parte del emblemático proyecto de electrificación de las "11 islas", se finalizaron las obras correspondientes a 9 proyectos que hoy se encuentran activos y entregando suministro a 309 familias



Durante el año 2015 se finalizaron las obras correspondiente a 9 islas del proyecto de electrificación de las "11 Islas de Chiloé".

ubicadas en la comuna de Castro y 1.190 en la comuna de Achao, sumando un total de 1.499 nuevos clientes.

## GESTION COMERCIAL

En 2015 se inicia un proceso de cambio con foco en el cliente. Se realizó un taller para obtener un diagnóstico de las capacidades comerciales del Grupo Saesa del cual se desprenden nuevos enfoques, brechas y actividades que fortalecieron la Planificación Estratégica.

Se inicia el proyecto de Experiencia de Clientes a través de un diagnóstico y asesoramiento de una empresa líder en el país en este ámbito. Se levantaron, midieron y difundieron los 3 principales procesos o viajes que más impactan a nuestros clientes: corte programado, el ciclo comercial y conexión de grandes clientes, con lo que se inicia un proceso de cambio cultural de foco en el cliente. Se definió una metodología, un plan de trabajo e indicadores que nos permitirán gestionar la Experiencia de Clientes en los procesos principales.

Se modernizaron las plataformas de atención de oficinas y del Call Center. Se implementó sistema de fila electrónica en el 95% de las oficinas, teniendo en 12 de ellas la medición del tiempo de espera. Se implementó el discador de llamadas salida, tanto para la gestión de cobranza como

para la realización de encuestas, mejorando la productividad de los agentes telefónicos. Esto se ejecutó en paralelo con un plan de mejora de la contactabilidad de los clientes.

En el ciclo comercial se comenzó a registrar y medir el proceso de reparto de boletas y los principales requerimientos comerciales (en cuanto a cantidad e ingresos asociados), logrando un impacto significativo en el nivel de servicio que entregamos a nuestros clientes.

Se logró la adjudicación de los primeros contratos de las licitaciones para el recambio masivo de luminarias, que son parte de la Agenda Energética del Gobierno. De cuatro proyectos adjudicados en el año en nuestra zona de concesión, se han logrado tres. Las comunas adjudicadas fueron Cabrero, Mulchén y Ancud, con proyectos que se concluirán en 2016. La suma de estos proyectos contempla sustituir más de 8.000 luminarias con tecnología LED.

A nivel de grandes clientes, se implementó un sistema integral de mantenimiento, que nos permitió asegurar la calidad de los clientes con grupos de respaldo, representado por 65 grupos instalados con una capacidad de 46 MW y asociados a 28 clientes. El plan consiste en la implementación de 4 brigadas de inspecciones preventivas, revisiones periódicas de mantenimiento preventivo y la renovación tableros de transferencia automática de algunos clientes.



Ampliación proyecto eólico Alto Baguales II.

Durante este año se dio inicio a los procesos de reliquidación que se encontraban pendientes de aplicación, con lo cual se tuvieron que implementar distintas iniciativas desde el punto de vista comunicacional y de los procesos comerciales asociados, con la finalidad de mitigar los alcances que esta situación tuvo sobre los clientes del Grupo Saesa.

Las ventas de retail crecieron un 30% gracias a un acertado plan transferencia de actividades operativas zonales, profesionalización de la fuerza de ventas, capacitación, nuevo esquema de incentivos y extensión del horario de atención a clientes de las 29 oficinas con centros de ventas. Además se dio un impulso a la innovación a través de un workshop en el que se pudieron levantar oportunidades de nuevos servicios para nuestros clientes residenciales. La comercialización del “seguro hogar” tuvo un crecimiento del 27% en las ventas, además logró consolidarse como un proceso estable principalmente por el desarrollo del modelo control de calidad de la venta.

## PMGD

La conexión de la Central Hidroeléctrica Las Flores en la Región de Los Ríos dio el puntapié inicial al período 2015, el que contó con un total de 10 nuevas centrales de energía renovable inyectadas en el sistema de distribución del Grupo Saesa.

Los proyectos que formaron parte de este período son:

**Ampliación Orafti:** Planta de inulina y oligofuctrosa, ubicada en la región del Bío Bío se conectó sin obras adicionales en el alimentador Cabrero Bulnes.

**Proyecto Bío Bío Negrete:** Implicó la construcción de 3 pequeñas centrales hidroeléctricas de paso, convirtiéndose en un proyecto integral y eficiente, utilizando el mismo alimentador para su evacuación.



Subestación Panguipulli.

**Parque Eólico Raki:** Para este proyecto se construyeron 23 kilómetros de un doble circuito en 185 mm<sup>2</sup> que permiten la evacuación del Parque Raki de (9 MW) y el Parque Huajache (6 MW), ubicados en la región del Bío Bío.

**El Mirador:** Proyecto emplazado en Alto Bío Bío, de 3 MW de potencia instalada.

**Parque Eólico Huajache:** Este proyecto está ubicado junto al Parque Eólico Raki y en su conjunto suman 15 MW de energía renovable, convirtiéndose en el proyecto eólico más grande conectado en nuestro sistema de distribución.

**PCH Mulchén:** Para la conexión de esta central se construyeron cerca de 20 kilómetros de línea de media tensión en 23 kV en 120 mm<sup>2</sup>, que permite la evacuación de los 3 MW instalados.

**Central Panguipulli:** La última conexión del año y que ce-

rró el período 2015 fue esta Central de 0,3 MW instalados que se conectaron al alimentador Panguipulli Pullinque en 23 kV y que junto a la Central Reca abastecen de energía renovable a una de las tantas comunas turísticas situadas en la zona de concesión donde participa el Grupo SAESA.

Gracias al compromiso de los equipos de Concepción, Temuco, Valdivia, Osorno y Puerto Montt sumando a todos los que participan en las distintas etapas de gestión, coordinación y desarrollo es que el Grupo Saesa ha dado solución a los requerimientos de sus clientes con pasión y profesionalismo, aportando al desarrollo de nuevos negocios de generación y contribuyendo a incorporar energía limpia y sustentable al sistema eléctrico del país.

# 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 2015 queda determinada por los siguientes montos:

### UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

	M\$
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	15.097.270
Ganancias acumuladas	191.314
Dividendos distribuidos con cargo al ejercicio 2015	-
<b>Utilidad Líquida Distribuible Ejercicio 2015</b>	<b>15.288.584</b>

## DIVIDENDOS

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

### DETALLE DIVIDENDOS

Dividendo	Fecha de Pago	\$ Por Acción Moneda Histórica	Imputado Ejercicio
Final N°7	24-06-13	197.8963112	2012
Extraordinario N°8	24-06-13	81.5070509	2011
Final N°9	09-06-14	337.0606936	2013
Provisorio N°3	09-06-14	26.16367705	2014
Final N°10	23-06-15	125.7315129	2014



## DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

### DIVIDENDO PROPUESTO

	M\$
Utilidad Líquida Distribuible Ejercicio 2015 A pagar dividendo final N°11	15.288.584
Utilidad a Distribuir	15.288.584

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N° 11 de \$ 63,2734182878 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.15. Este dividendo representa un 30 % de la utilidad.

## CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2015 ascendía a M\$ 340.106.755 distribuido en 71.581.100 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 2015 sería la siguiente:

### PATRIMONIO DESPUÉS DE DIVIDENDOS

	M\$
Capital emitido	340.106.755
Ganancias (pérdidas), acumuladas	11.132.439
Otras reservas	33.999.761
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	385.238.955

## REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

### Directorio

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

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

### REMUNERACIONES DIRECTORES (M\$)

	AÑO 2015					Año 2014
	Eléctricas	Saesa y Filiales	Frontel	Sagesa	TOTAL	
Jorge Lesser G.	1.371	28.249	26.933	1.370	57.923	56.237
Iván Díaz M.	1.371	28.249	26.933	1.370	57.923	56.237
<b>TOTAL</b>	<b>2.742</b>	<b>56.498</b>	<b>53.866</b>	<b>2.740</b>	<b>115.846</b>	<b>112.474</b>

Durante el año 2015 y 2014, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores. En 2015 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros. Los Directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad matriz y sus filiales.

## Ejecutivos Principales

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella. Sin embargo, sus filiales tienen 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 matriz y sus filiales.

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por los ejecutivos de la Sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2015:

## SOCIEDAD MATRIZ Y SUS FILIALES DURANTE EL EJERCICIO 2015

MM\$	2015	2014
REMUNERACIONES	3.027	2.708
INCENTIVOS VARIABLES	1.525	1.314
<b>TOTALES</b>	<b>4.552</b>	<b>4.022</b>

En el año 2015 las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la sociedad y sus filiales ascendieron a MM\$ 101. Durante 2014, ascendieron a MM\$ 454.

## Dotación de Personal

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

### DOTACIÓN DEL PERSONAL

	SAESA Y FILIALES	FRONTEL	SAGESA	TOTAL
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	35	4	1	40
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	361	245	15	621
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	168	108	1	277
<b>TOTAL</b>	<b>564</b>	<b>357</b>	<b>17</b>	<b>938</b>

## INFORMACIÓN FINANCIERA

### Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad y sus Filiales continuarán su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora ya sea dentro o fuera de su zona de concesión, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados

al uso de la extensión de la red de contacto cliente que tienen las empresas en el sur de Chile.

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

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la Socie-

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

#### Política de Dividendos

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

#### Propiedades y Seguros

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la Sociedad y sus filiales poseen pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria.

Las principales coberturas contratadas son de responsabilidad civil para las operaciones y daños físicos, perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias.

La vigencia de los seguros en general es de 12 meses.



Trabajos Líneas Vivas, Calbuco. Región de Los Lagos.



## Hechos Relevantes

Durante el año 2015, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 11 de marzo, el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A designó como miembro del Directorio al señor Dale Burgess.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 8 de abril, se acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 27 de abril de 2015 y proponer el pago de un dividendo final



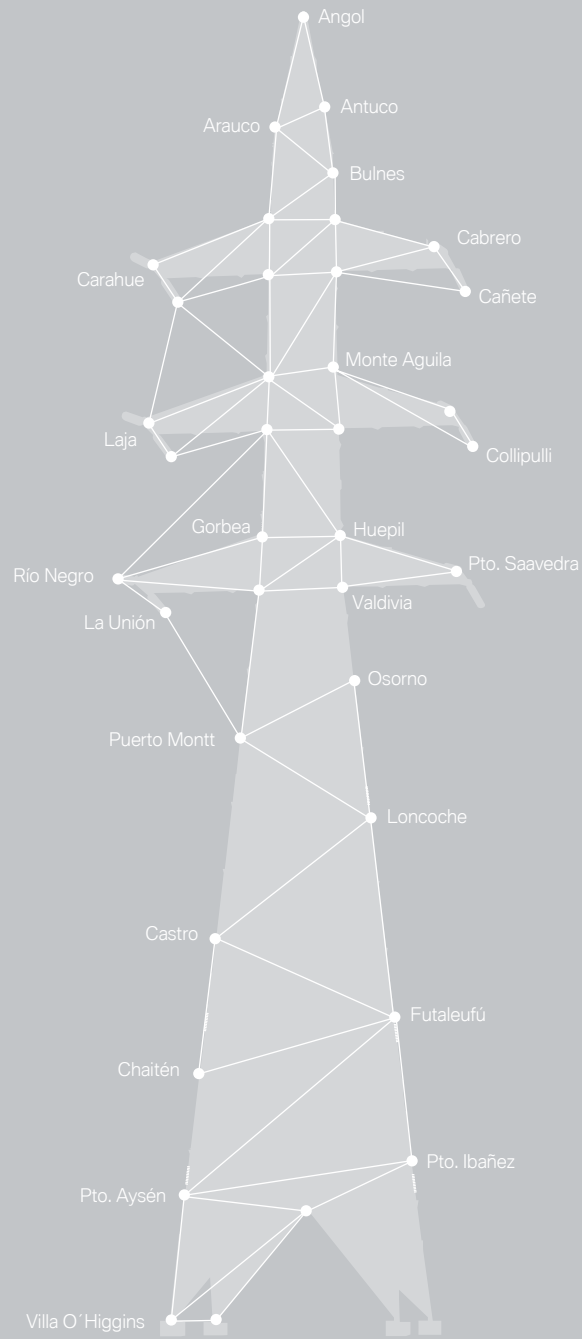
Osorno. Región de Los Lagos.

de \$ 125,7315129 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiendo 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, María Morsillo y Christopher Powell.

Con fecha 6 de mayo, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro. En sesión de Directorio celebrada con fecha 8 de julio, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad de la señora María Morsillo. El Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, a la señora Stacey Purcell, quién ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

# Capítulo **3**



# Sector de la Industria

Mayor Distribuidor de Energía Eléctrica en la zona sur de Chile.

Las empresas del Grupo Saesa participan principalmente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y, en menor medida, en el negocio de generación y comercialización. En virtud de lo anterior, el principal activo de la sociedad lo constituyen sus redes de distribución y transmisión. A través de sus filiales Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelayen, es el mayor distribuidor de energía eléctrica en la zona comprendida entre las provincias de Concepción (región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (región de Aysén).

Al mismo tiempo, con ventas en 2015 por 3.336 GWh y 795 mil clientes atendidos, el Grupo Saesa es el tercer mayor grupo de distribución de energía eléctrica del país, tanto a nivel de ventas como en número de clientes.

## 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 estipula el marco regulatorio del sector.

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

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

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

## GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por





Ruta a Puerto Ibañez. Región de Aysén.

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. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. 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. No obstante, para aquellos 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:

Pertencen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias las que actualmente se establecen por un periodo mínimo de contrato de 15 años. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1° de enero del año 2010. 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 subtransmisión se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

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 respectivo.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y General Carrera, cuya operación y explotación está en manos de la

filial Edelaysen, y Hornopirén y Cochamó cuya operación y explotación está en manos de la filial SAGESA, 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 como es el caso de Edelaysen) y que tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible, a diferencia de otros sistemas en los cuales los activos de generación y transmisión son de propiedad de una empresa distinta a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (caso del Sistema Cochamó donde operan Sagesa y Saesa) e incluso existen sistemas donde los activos de generación y transmisión son de propiedad de dos o más empresas distintas (caso del Sistema Hornopirén donde operan Cuchildeo, Sagesa y Saesa). En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio tarifario específico realizado cada cuatro años.

## TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN

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

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

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

## SISTEMA COBRO DE PEAJE

**Transmisión Troncal Área de Influencia Común (entre Los Nogales y Charrúa)**

- 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada.
- 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados.

**Área No Común:** Pagado por generadores y usuarios finales, de acuerdo a su participación esperada en los flujos de potencia de cada tramo.

**Subtransmisión:** Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía ("CNE") cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones, más las pérdidas eficientes.

**Transmisión Adicional:** Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.

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

## DISTRIBUCIÓN

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

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

laciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

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

#### a) Clientes Regulados

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

**Precio de Nudo Promedio:** Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras 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%.

**Cargo Único de Transmisión Troncal:** A los clientes con una potencia inferior a 2 MW (y posteriormente inferior a 5 MW) se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.

**Valor Agregado de Distribución (“VAD”):** Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, se-

gún sus características de distribución espacial, categoría de clientes y otras restricciones que enfrenta en su zona de concesión la empresa real denominada “empresa de referencia”. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación.

#### b) Clientes Libres

Hasta principios del año 2015, pertenecían a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluían aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.085, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica las bandas de potencia, aumentándola a 5 MW. No obstante, para aquellos 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.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

#### c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

# 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 fija-

das 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 2015, las sociedades del Grupo Saesa tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

## CONCESIONES

	SUPERFICIE (KM2)	N° DECRETOS
SAESA	15.031	118
FRONTEL	24.529	122
EDELAYSEN	605	3
LUZ OSORNO	4.360	11
GRUPO SAESA	44.525	254

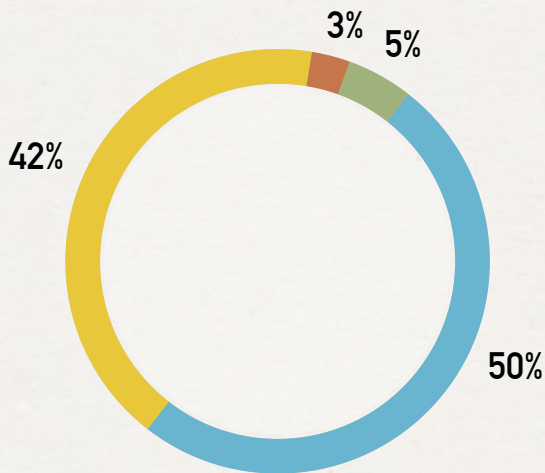
## CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA DEMANDA

Las zonas de concesión en donde operan las empresas del Grupo Saesa presentan un gran dinamismo. El desarrollo económico experimentado por la zona sur del país, impulsado principalmente por las industrias forestales y salmoneras, junto con el desarrollo urbano en la zona, se han visto reflejados en el crecimiento en las operaciones en los últimos años, tanto en ventas de electricidad como en número de clientes atendidos.

Desde el año 2001 a la fecha, las ventas de energía eléctrica crecieron a una tasa anual promedio de 4,81%, mientras que los clientes atendidos lo hicieron a una tasa de 3,36%. Lo anterior ha sido posible gracias al constante esfuerzo de suministrar energía eléctrica a todos los sectores de su zona de influencia. Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial.

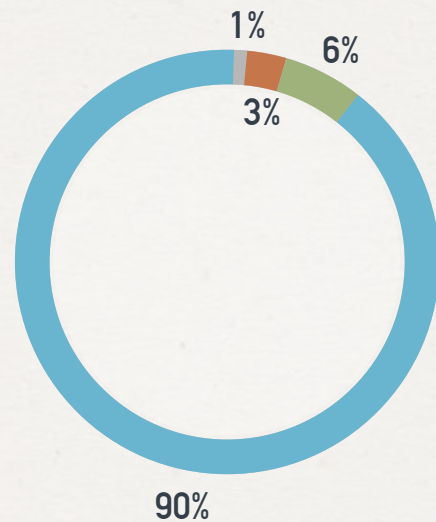
### CLIENTES

(por empresa)



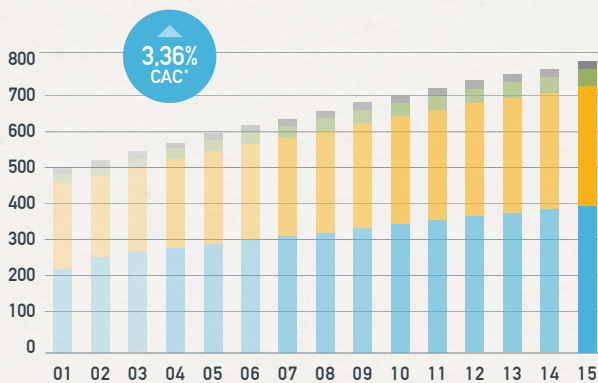
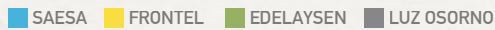
### COMPOSICIÓN DE CLIENTES

(composición)



### EVOLUCIÓN CLIENTES

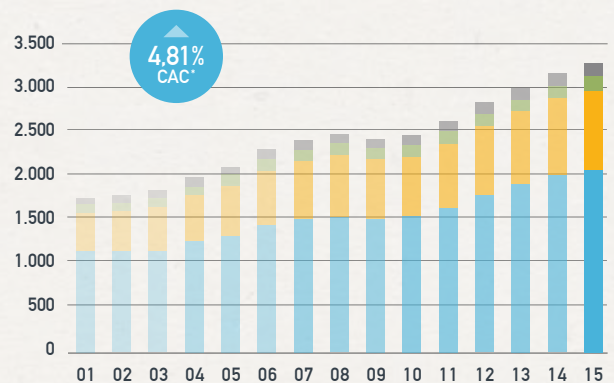
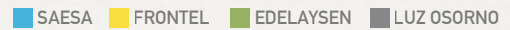
(miles)



\* Crecimiento Anual Compuesto

### EVOLUCIÓN DE VENTAS

(GWh)



\* Crecimiento Anual Compuesto

## GENERACIÓN DE FLUJO

La generación de flujo de la Sociedad y sus filiales es altamente estable, considerando que participa en una industria regulada como es la distribución eléctrica. En el futuro, se espera que la generación de caja se mantenga estable y creciente.

## PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2015, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 96% del suministro distribuido (compras de energía) y 98% de peaje (subtransmisión para distribuidoras).

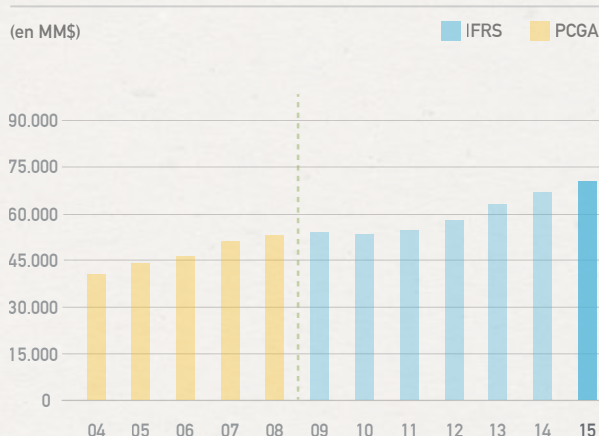
En SAGESA y Edelayesen, empresas principalmente generadoras, COPEC, constituye el 79% de la compra de petróleo.

Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de las empresas distribuidoras de la Compañía. En STS, empresa dedicada principalmente a la transmisión, el 75% de los ingresos los concentra Endesa y Colbún, aproximadamente con un

## CALIDAD DE SERVICIO

El Grupo SAESA en el espíritu de su visión que es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país, a través de un trabajo fundamentado en el compromiso con nuestros clientes es que en el año 2015, alcanzó un 1,5% de clientes con calidad Subestandar. A diferencia de años anteriores este resultado incluye los efectos de los temporales en las diversas zonas de concesión. Cabe destacar que la SEC mensualmente comenzó a clasificar las interrupciones postuladas por fuerza mayor. Lo anterior significa una evolución en calidad de servicio,

## EVOLUCIÓN GENERACIÓN CONSOLIDADA DE FLUJOS (1)



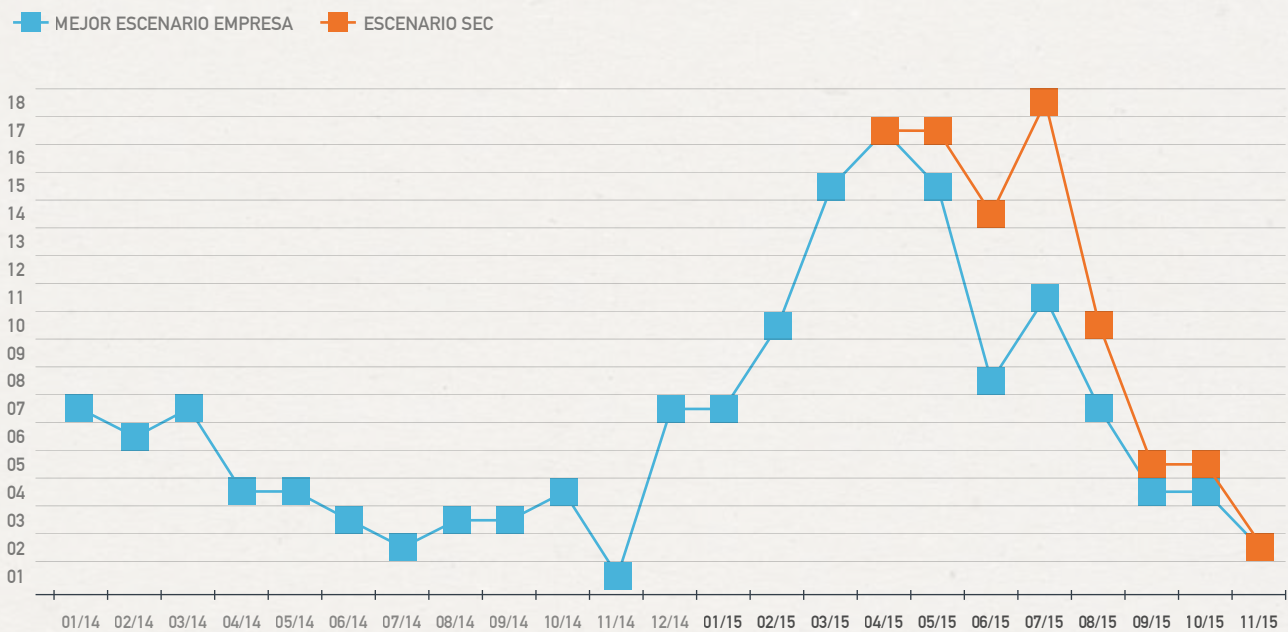
(1) EBITDA (PCGA): Resultado operacional + depreciación + amortización + ingresos no operacionales recurrentes.

EBITDA (IFRS): Ingresos de Actividades Ordinarias + Otros Ingresos, por Naturaleza – Materias Primas y Consumibles Utilizados – Gastos por Beneficios a los Empleados – Otros Gastos por Naturaleza

43% y 32 % respectivamente. En el caso de SGA, empresa comercializadora, el 58% de sus ingresos, los concentra Cliente Libre Minero, Endesa y Cliente Libre, con un 24%, 23% y 11% respectivamente.

considerando el 51% de clientes fuera de estándar registrado en el año 2010 al 1,5% obtenido en 2015, resultado que refleja el esfuerzo y compromiso del equipo de trabajo que conforma el Grupo SAESA, obteniendo históricamente en materia de calidad de servicio índices que van a la par con el ente regulador. Por otra parte, hemos igualado los excelentes resultados obtenidos en el año 2014, lo cual evidencia el compromiso del Grupo Saesa de alcanzar el objetivo estratégico de convertirse en “La Mejor Empresa del Sur de Chile”.

## ALIMENTADORES FUERA DE ESTANDAR 12 MESES MÓVILES

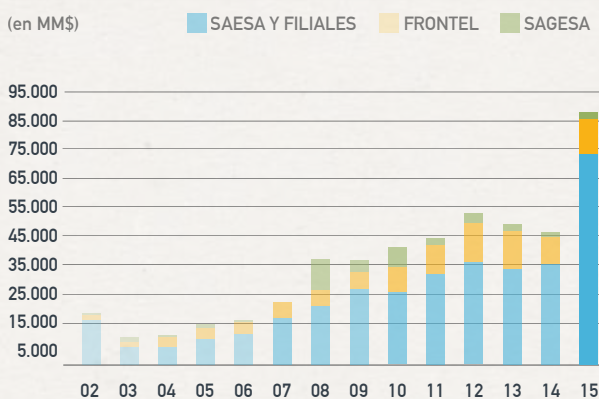


## INVERSIONES

El Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando en Distribución, Transmisión, Generación y Otros, por medio de sus filiales: Edelayson, Frontel, Luz Osorno, Saesa, Sagesa, STS, STN y STC.

El plan contempla por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones bordea los MM\$ 40.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

## INVERSIONES ANUALES



Durante el 2015, se destaca la puesta en servicio de los proyectos de pérdidas técnicas, que buscan disminuir las pérdidas de la red de media tensión, a través de la creación de nuevos puntos de suministro que a la fecha han significado una inversión en obras de subtransmisión por aproximadamente MM\$ 4.000. Además, se suma la entrada en servicio de la nueva Subestación Pichil, con una inversión de MM\$ 3.900.

Otra obra relevante en ejecución, es el proyecto Puyehue-Rupanco, que contempla la construcción de líneas y subestaciones para evacuación de centrales hidroeléctricas de pasada en el sector. A la fecha se han desembolsado aproximadamente MM\$ 31.000 y se estima finalice el 2016 con un saldo por invertir de aproximadamente MM\$ 4.000. Se destacan nuevos proyectos en ejecución en la zona norte y centro del país, como son los proyectos Paranal- Armazones, SitraMel y Nuble.

La inversión total del año 2015 fue de aproximadamente MM\$ 87.400.

## PROPIEDADES E INSTALACIONES

Las filiales de la Sociedad son propietarias de las siguientes principales propiedades e instalaciones que se detallan a continuación.

EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA
SAESA	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Ilanquihue, Palena y Chiloé.	Líneas AT 155 kms. Líneas MT 11.709 kms. Líneas BT 9.322 kms. (MT/BT) 494 MVA
FRONTEL	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Bío Bío, Ñuble, Cautín y Malleco.	Líneas AT 116 kms. Líneas MT 17.119 kms. Líneas BT 13.488 kms. (MT/BT) 321 MVA
LUZ OSORNO	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente.	Líneas MT 3.740 kms. Líneas BT 678 kms. (MT/BT) 60 MVA
STS	Subestación Melipulli Subestación Osorno Subestación Picarte Subestación Valdivia Subestación Cholguán Subestación La Unión Subestación Degan Subestación Barro Blanco Subestación Los Lagos Otras Subestaciones	Puerto Montt Osorno Valdivia Valdivia Cholguán La Unión Cruce Dalcahue, Chiloé Osorno Los Lagos Distintas localidades entre las provincias de Ñuble y Chiloé	240 MVA 70 MVA 60 MVA 120 MVA 50 MVA 42 MVA 40 MVA 30 MVA 16 MVA 1.129 MVA
EDELAYSÉN	Central Tehuelche Central Lago Atravesado Central Chacabuco Central Hidroeléctrica Aysén Otras Centrales	Coyhaique Coyhaique Chacabuco Aysén Coyhaique	11,7 MW 11 MW 9,3 MW 8,6 MW 16,5 MW
SAGESA	Central Coronel Central Chuyaca Central Calle Calle Central Quellón Central Cañete Otras Centrales	Coronel Osorno Valdivia Quellón Cañete Distintas localidades entre las provincias de Ñuble y Chiloé	46,7 MW 15 MW 13 MW 10 MW 4,8 MW 74,3 MW

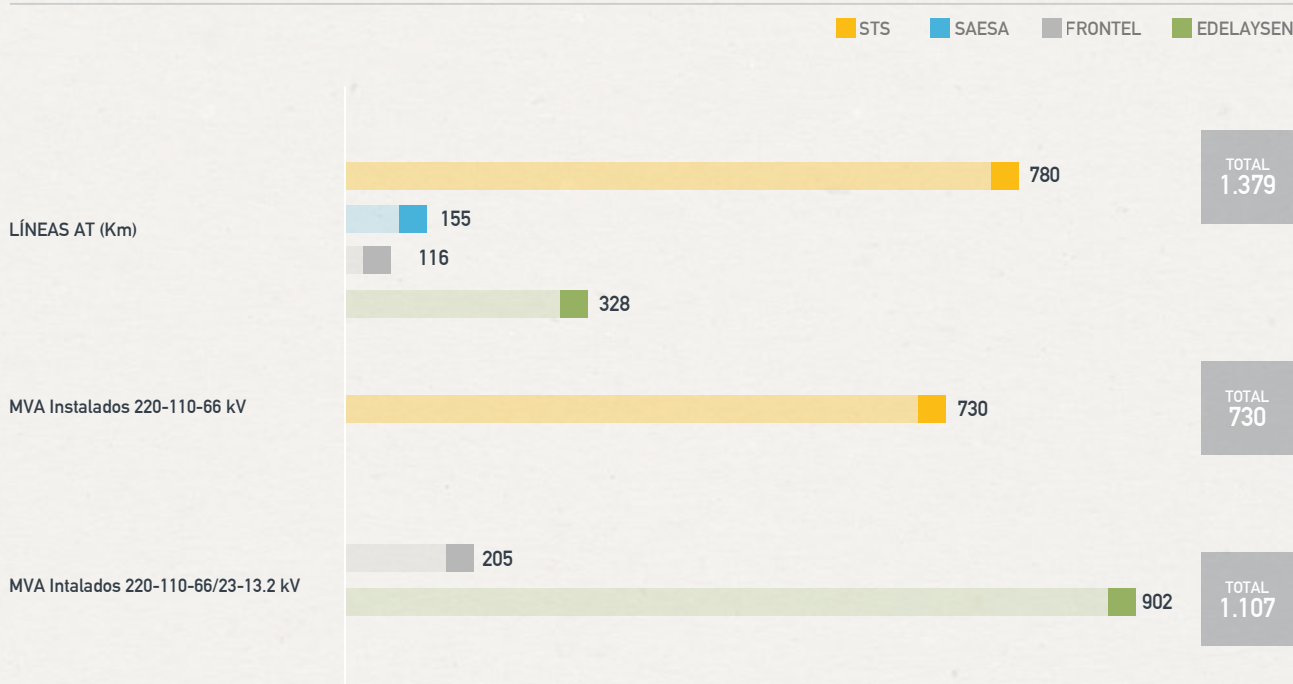


## TRANSMISIÓN

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, además de prestación de servicios en

todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

### CIFRAS OPERACIONALES



Adicionalmente, la filial STS opera instalaciones de terceros correspondientes a 38,3 km de líneas AT.

## GENERACIÓN

La filial Edelaysen genera energía en las Regiones de Los Lagos y Aysén y posee una central eólica de 2,0 MW, además de un grupo de generadores diésel e hidráulicas.

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diésel de 46,7 MW y un grupo de generadores diésel con una potencia instalada de 117,1 MW. Parte

de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

La capacidad instalada para el negocio de generación es la siguiente:

### CAPACIDAD DE GENERACIÓN

	MW	MVA
EDELAYSEN	57.1	71.4
SAGESA	163.8	204.8
<b>TOTAL</b>	<b>220.9</b>	<b>276.2</b>

### CAPACIDAD POR TIPO DE GENERACIÓN

	MW
DIÉSEL	147.1
VIENTO	2.0
DIÉSEL / GAS NATURAL	46.7
HIDRO	25.1
<b>TOTAL</b>	<b>220.9</b>

## SISTEMAS AISLADOS

Las empresas del Grupo han desarrollado 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.

Un hecho relevante es que durante 2015 se inició la generación de forma paulatina del proyecto de las 11 islas.

Actualmente, los sistemas aislados administrados por las filiales Saesa, Frontel y Edelaysen son los siguientes:

## CIFRAS OPERACIONALES

		VENTAS ENERGIA (MWh)	CLIENTES
SAESA	AYACARA	586	529
	ISLA TAC	61	86
	ISLA ALAO	3	139
	ISLA QUENAC	10	154
	ISLA CAGUACH	13	136
	ISLA LLINGUA	2	113
	ISLA MEULIN	22	242
	ISLA QUEHUI	45	313
FRONTEL	SANTA MARÍA	708	560
EDELAYSEN	CISNES	3.972	1.181
	HUICHAS	697	475
	VILLA O'HIGGINS	579	301
	AMENGUAL-LA TAPERA	202	270
TOTAL		6.902	4.499



Ruta C-17, sector Varas. Región de Atacama.

# Empresas Filiales

## MARCAS DE LA COMPAÑÍA

El Grupo Saesa cuenta en la actualidad con 12 marcas, a través de las cuales desarrolla distintas actividades relacionadas con el negocio eléctrico a lo largo de su zona de operaciones.



**SATT S.A.**  
Proyectos de Transmisión



## ZONA DE OPERACIONES

La presencia del Grupo Saesa se extiende a través de 6 regiones del país. Si bien su operación se ha concentrado históricamente en la zona sur, a partir de 2014 la compañía ha extendido sus actividades hacia la zona centro y norte del país.

### FRONTEL

Zona de Operaciones: VIII y IX regiones

Clientes: 333 mil

Ventas: 924 Gwh

### SAESA

Zona de Operaciones: IX, X y XIV regiones

Clientes: 398 mil

Ventas: 2.127 Gwh

### LUZ OSORNO

Zona de Operaciones: X y XIV regiones

Clientes: 21 mil

Ventas: 146 Gwh

### EDELAYESEN

Zona de Operaciones: X y XI regiones

Clientes: 43 mil

Ventas: 140 Gwh

Capacidad Instalada: 69,1 MVA

### STS

Zona de Operaciones: VIII, IX, X y XIV regiones

Líneas: 110-66 kV 780 kms.

### SGA

Actividad: Desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos propios y de terceros.

### STN

Zona de Operaciones: II región

Actividad: Proyectos de Transmisión

### SAGESA

Zona de Operaciones: VIII, IX y X regiones

Actividad: Venta de energía mercado spot a través de SGA y empresas relacionadas

### STC

Zona de Operaciones: VIII región

Actividad: Proyectos de transmisión

### SATT S.A.

Zona de Operaciones: II región

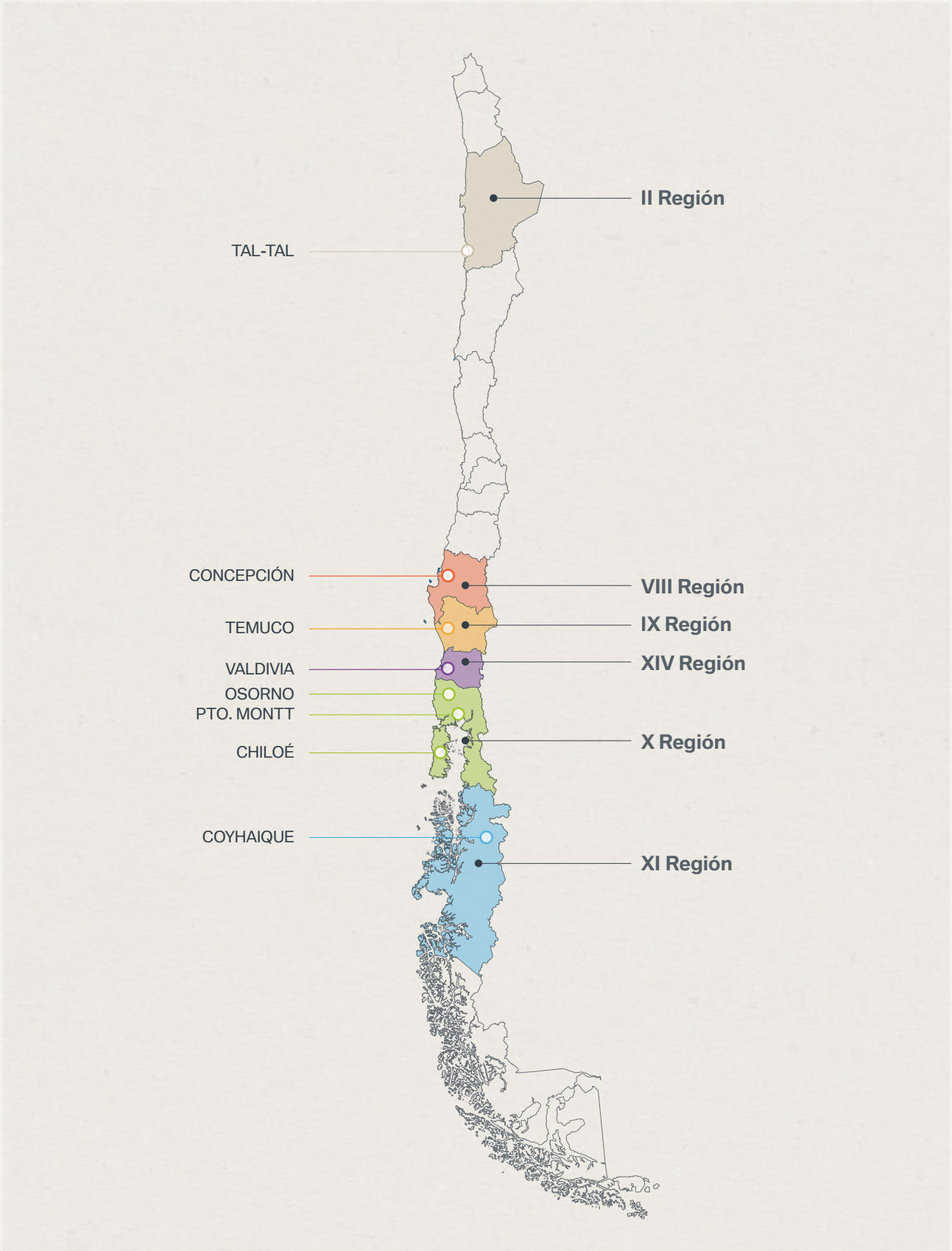
Actividad: Proyectos de transmisión

### MÁS CERCA

Zona de Operaciones: VIII, IX, X, XI y XIV regiones

Actividad: Retail

## PRESENCIA DE LA EMPRESA



# Centros de Atención

El Grupo Saesa está en contacto directo con sus clientes a través de 88 sucursales que se extienden a lo largo de 5 regiones del país.

## FRONTEL

Angol	Julio Sepúlveda N° 358	Nueva Imperial	O`Higgins N° 535
Antuco	O`Higgins N° 61	Nueva Toltén	Holanda N° 405
Arauco	Covadonga N° 160	Pto. Saavedra	Ejército N° 886
Bulnes	Anibal Pinto N° 560	Purén	Gamboa N° 461
Cabrero	Membrillar N° 55-A	Quilleco	Barros Arana N° 297
Cañete	Villagrán N° 850	Quillón	Diego Portales N° 161
Carahue	Ercilla N° 587	San Ignacio	Manuel Rodríguez N° 549
Collipulli	Bulnes N° 350	Santa Bárbara	Las Heras N° 160
Concepción	Manuel Rodríguez N° 1161	Santa Juana	Lautaro N° 350-A
Cunco	Santa María N° 276	Temuco	Andrés Bello N° 631
Curacautín	Manuel Rodríguez N° 656	Teodoro Schmidt	Portales N° 346
Curanilahue	Av. O`Higgins N° 289	Tirúa	Arturo Prat N° 156
El Carmen	Esmeralda N° 415	Traiguén	Saavedra N° 488
Florida	Eleuterio Ramírez N° 546	Victoria	Pisagua N° 1070
Galvarino	Maipú N° 390	Vilcún	Camilo Henríquez N° 180
Gorbea	Andrés Bello N° 546	Yumbel	P. Valdivia N° 407
Huepil	Av. Ecuador N° 50	Yungay	Esmeralda N° 468
Laja	Balmaceda N° 152, Local N° 6		
Lautaro	José Miguel Carrera N° 217		
Lebu	J.J. Pérez N° 350		
Lonquimay	O`Higgins N° 1102		
Los Alamos	Luis N. Sáez Mora N° 420		
Lota	Carlos Cousiño N° 206		
Monte Aguila	Ahumada N° 251		
Mulchén	Gana N° 1095		
Nacimiento	San Martín N° 595		
Negrete	Emilio Serrano N° 3		



Hospital Base de Osorno. Región de Los Lagos.

## SAESA / LUZ OSORNO

Achao	Progreso N° 33
Ancud	Pedro Montt N° 482
Calbuco	Arturo Prat N° 111
Castro	O`Higgins N° 494
Corral	Miraflores N° 160
Entre Lagos	Manuel Rodríguez N° 31
Fresia	San Carlos N° 379
Frutillar	Carlos Richter N° 155
Futrono	Balmaceda N° 880
Hornopirén	Diego Portales N° 51
La Unión	Serrano N° 760
Lago Ranco	Concepción N° 631
Lanco	Yungay N° 293
Licanray	Gabriela Mistral N° 398
Loncoche	Arturo Prat N° 268
Los Lagos	Patricio Lynch N° 138
Los Muermos	Balmaceda N° 202
Mauñín	Bernardo O`Higgins N° 196
Osorno	Ramírez N° 705
Osorno / Rahue	Victoria N° 380 Local 6
Paillaco	Camilo Henríquez N° 64
Panguipulli	Bernardo O`Higgins N° 462-A
Puerto Montt	Concepción N° 120
Puerto Octay	Germán Wulf N° 598
Puerto Varas	San Francisco N° 641
Purranque	21 de Mayo N° 148

Quellón  
 Río Bueno  
 Río Negro  
 Sn. José de la Mariquina  
 San Pablo  
 Valdivia

Ladrilleros N° 236  
 Comercio N° 296  
 Pedro Montt N° 687  
 A. Carrillo N° 103  
 Paglieta N° 497  
 Yungay N° 630

## EDELAYSEN

Chaitén  
 Chile Chico  
 Cochrane  
 Coyhaique  
 Futaleufú  
 Huichas  
 La Junta  
 Lago Verde  
 Mañihuales  
 Palena  
 Pto. Aysén  
 Puerto Cisnes  
 Villa O`Higgins

Ignacio Carrera Pinto N° 365  
 Lautaro N° 191  
 Los Colonos N° 610  
 Francisco Bilbao N° 412  
 Manuel Rodríguez N° 237-D  
 Poblador Caleta A. S/N  
 Esmeralda N° 14  
 Cacique Blanco N° 117-A  
 Caupolicán N° 136  
 Vicente Pérez Rosales N° 416  
 Serrano Montaner N° 538  
 Juan José La Torre S/N  
 Río Los Ñadis S/N

# Saesa

Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
 Capital Suscrito y Pagado: M\$ 304.501.634  
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,92%  
 (Indirecta)

Saesa es la principal filial del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Saesa distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, región de La Araucanía, y Palena, región de Los Lagos. En forma individual atiende a más 398 mil clientes.

Participa, además, en el segmento de transmisión y sub-transmisión, contando con 155 km de líneas de 110 kV, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de su filial STS.

A través de su filial Edelaysen, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la región de Aysén.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Saesa junto con Alusa Ingeniería Limitada (Actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión del Norte S.A., "STN", con una participación del 90% y 10% respectivamente. El giro principal de esta nueva filial de Saesa es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía.

Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa) y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) con un 0,1%, constituyeron Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., "SATT", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía;

la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

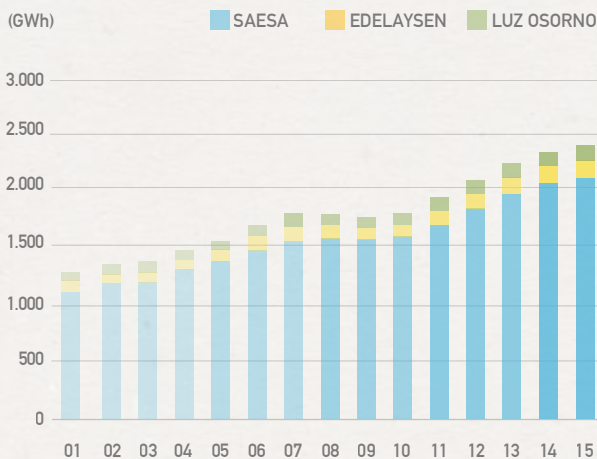
En los últimos 10 años, Saesa, ha presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 5%. Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las provincias de Llanquihue y Chiloé, así como el sector forestal en la provincia de Valdivia, además del sostenido crecimiento del consumo residencial.

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

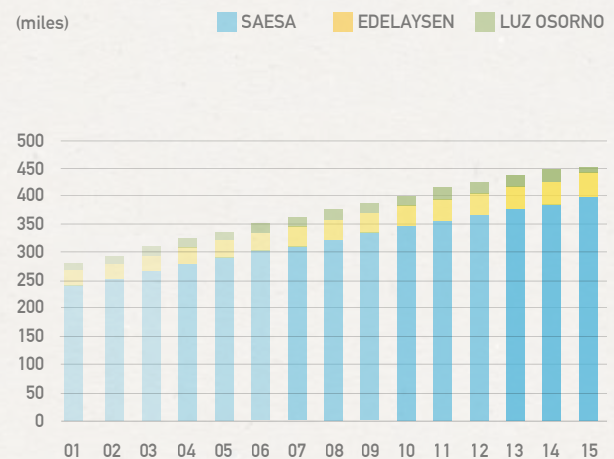
La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como producto de uno de los procesos, en diciembre 2014 se adjudicó el 91% de las energías licitadas quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará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

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el

## VENTAS DE ENERGÍA



## CLIENTES ATENDIDOS



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio atendían a 462 mil clientes, lo que representa un aumento de un 1,7% respecto del año 2014.



primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

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

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

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

no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor, Saesa a nivel individual realizó inversiones por un monto de MM\$ 13.987 durante el año 2015.

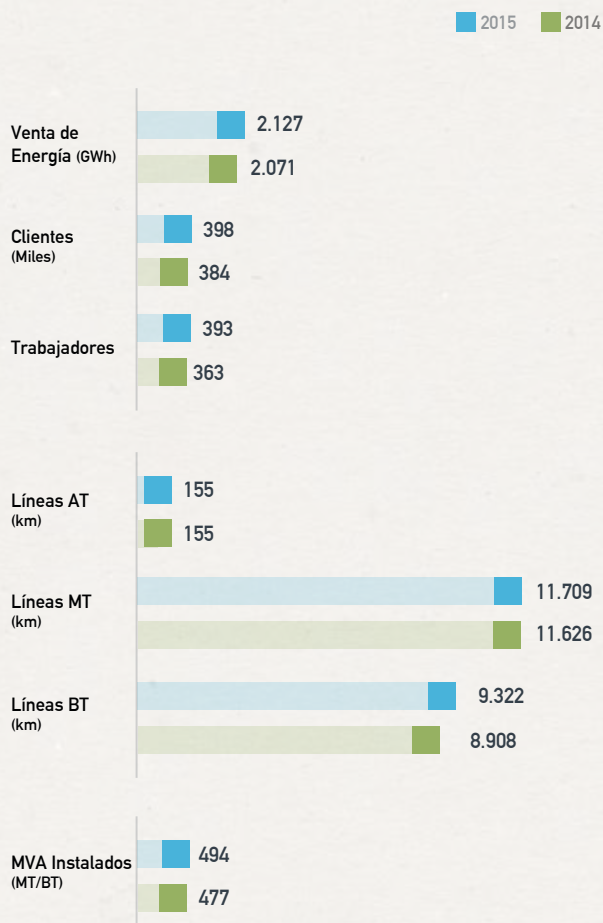
Saesa representa un 67% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

#### TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

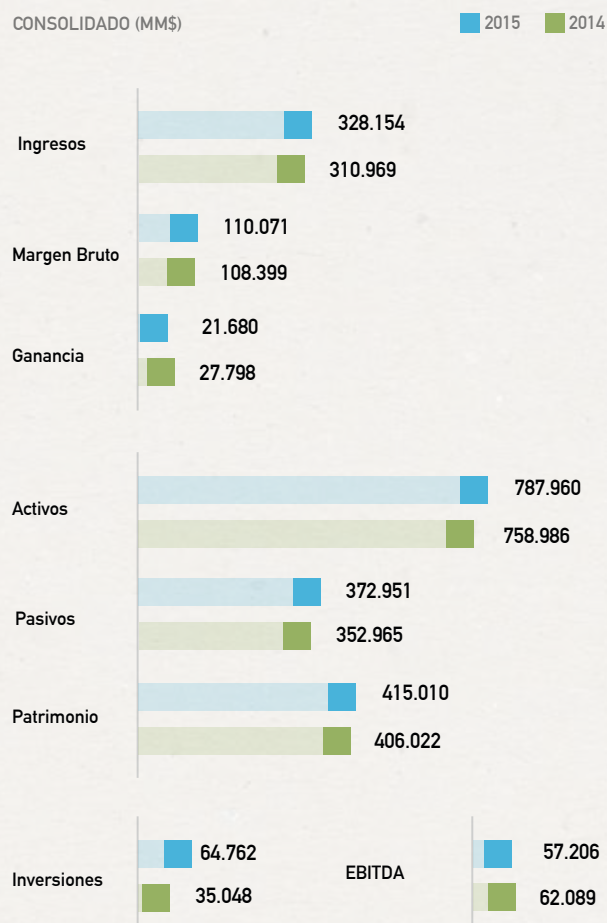
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están, la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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

#### ANTECEDENTES OPERACIONALES INDIVIDUALES



#### ANTECEDENTES FINANCIEROS CONSOLIDADOS



# Frontel

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Frontel

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 133.737.399  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,31%  
(Indirecta)

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

Participa, además, en el segmento de transmisión y sub-transmisión, contando con 116 km de líneas de 110 kV y 205 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último, participa en generación para un sistema aislado. Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

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

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección

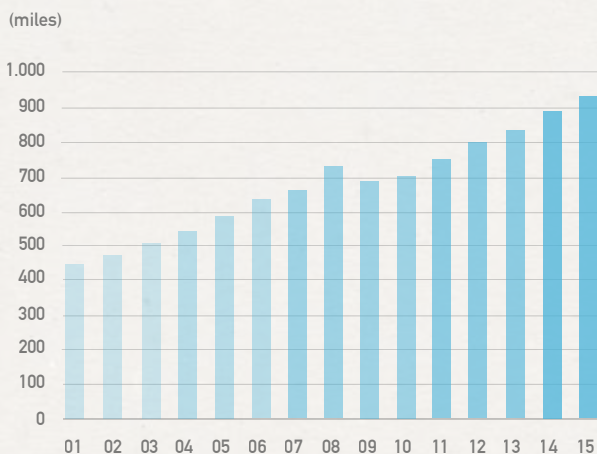
por parte de la de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

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

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

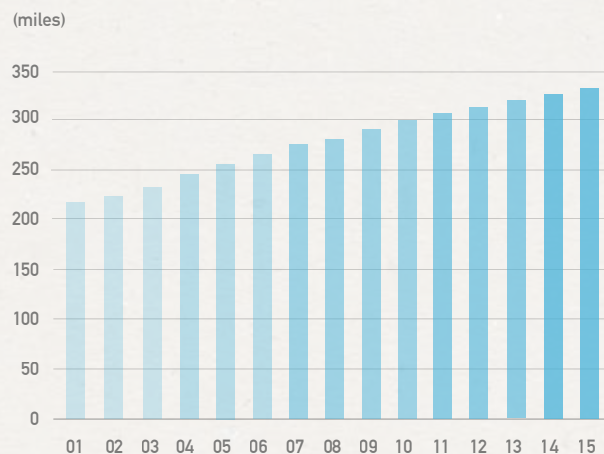
Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que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

## VENTAS DE ENERGÍA



Las ventas de energía durante 2015 alcanzaron a 924 GWh.

## CLIENTES ATENDIDOS



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 333 mil clientes, lo que representa un aumento de un 1,7% respecto del año 2014.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2015 ascienden a MM\$ 11.643. Frontel representa un 26,1% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

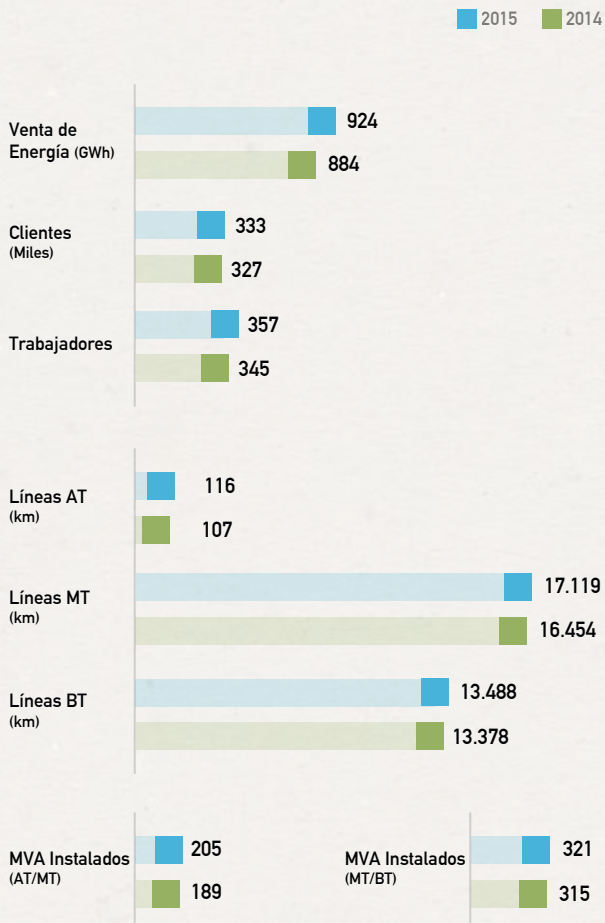
### TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas, están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan

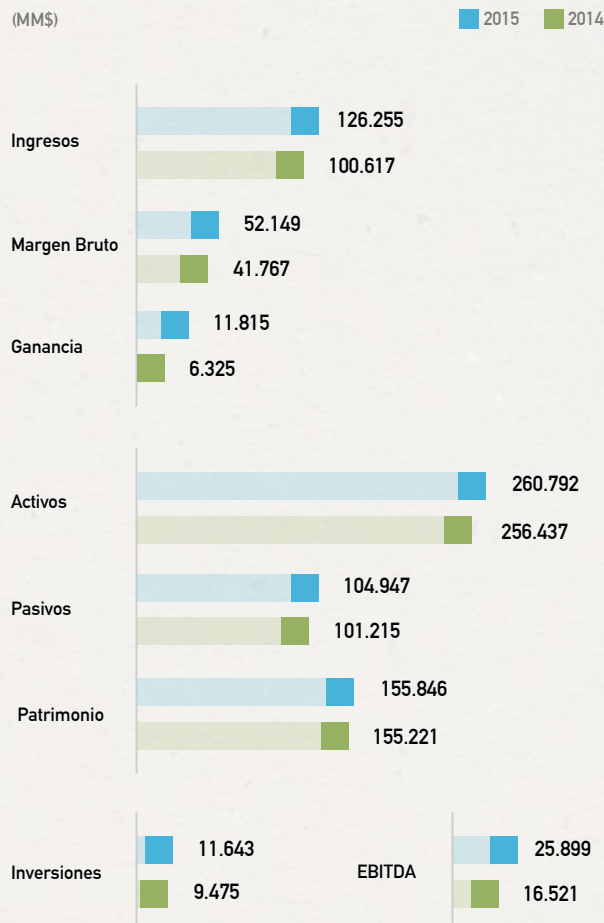
estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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

### CIFRAS OPERACIONALES



### ANTECEDENTES FINANCIEROS



# Sagesa

## Sagesa S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
 Capital Suscrito y Pagado: M\$ 25.587.086  
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,90%  
 (Directa e Indirecta)

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la región del Bío Bío a la región de Los Lagos. Actualmente, posee una central gas/diésel de 46,7 MW y un grupo de minicentrales diésel; en total, suman una capacidad de 163,8 MW.

Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC, a través de su relacionada Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA) y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Con fecha 30 de diciembre de 2011, la Sociedad se constituyó producto de una reestructuración societaria que implicó una división de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (Antigua SAGESA o Continuidora Legal), en la Continuidora Legal y la Sociedad. A SAGESA S.A. se le asignaron la mayor parte de los activos y pasivos de la Antigua SAGESA, quedando la Sociedad con el giro

de generación de energía eléctrica. Las inversiones realizadas por SAGESA S.A durante el año 2015 ascienden a MM\$ 1.991.

Sagesa representa un 0,0045% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

### TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

Por otro lado, están los préstamos en cuenta corriente, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el período que dure la operación.

## ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	4.389.641	3.870.368
Activos No Corrientes	55.577.435	45.806.977
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>59.967.076</b>	<b>49.677.345</b>
<b>M\$</b>	<b>31-DIC-2015</b>	<b>31-DIC-2014</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	21.021.453	16.716.734
Pasivos No Corrientes	8.531.220	6.947.243
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>29.552.673</b>	<b>23.663.977</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>30.414.403</b>	<b>26.013.368</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>59.967.076</b>	<b>49.677.345</b>

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Margen Bruto	6.146.281	4.781.667
GANANCIAS ANTES DE IMPUESTO	1.611.731	765.101
Impuesto a las Ganancias	(1.258.608)	(1.114.628)
<b>GANANCIA</b>	<b>353.123</b>	<b>(349.527)</b>

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	192.582	(304.699)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(4.042.359)	(3.225.289)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	3.704.701	3.478.944
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	12.363	2.192
<b>INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO</b>	<b>(132.713)</b>	<b>(48.852)</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	352.851	401.703
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO INICIAL</b>	<b>220.138</b>	<b>352.851</b>

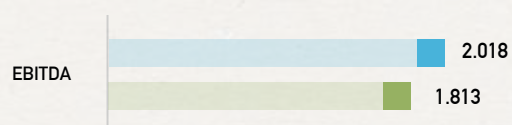
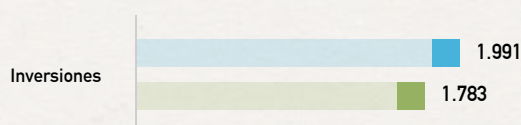
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Saldo Inicial Reexpresado	26.013.368	23.037.663
Cambios en Patrimonio	4.401.035	2.975.705
<b>SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL</b>	<b>30.414.403</b>	<b>26.013.368</b>

OTROS ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$)

■ 2015 ■ 2014





## Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 13.694.783  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,46%  
(Directa e Indirecta)

La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, entre las cuales se encuentran Saesa, Frontel y cooperativas eléctricas. Las principales generadoras atendidas por STS son Puyehue y Capullo. STS presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Estos servicios son remunerados mediante el pago de peajes por parte de los usuarios de dichas instalaciones de transmisión, cuyos valores, condiciones de aplicación y fórmulas de indexación están estipulados en el Decreto Supremo N°14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión, publicado en el Diario Oficial del 09 de Abril de 2013. Con fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. ("antigua STS"), en la Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (actual STS), man-

teniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. todos los activos y pasivos de la antigua STS, y la sociedad fusionada pasó a denominarse también Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS.

Con fecha 4 de marzo de 2015, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., "STC", cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

Durante el año 2015, STS realizó inversiones por MM\$ 15.319, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

STS representa un 17,6% del activo de Saesa.

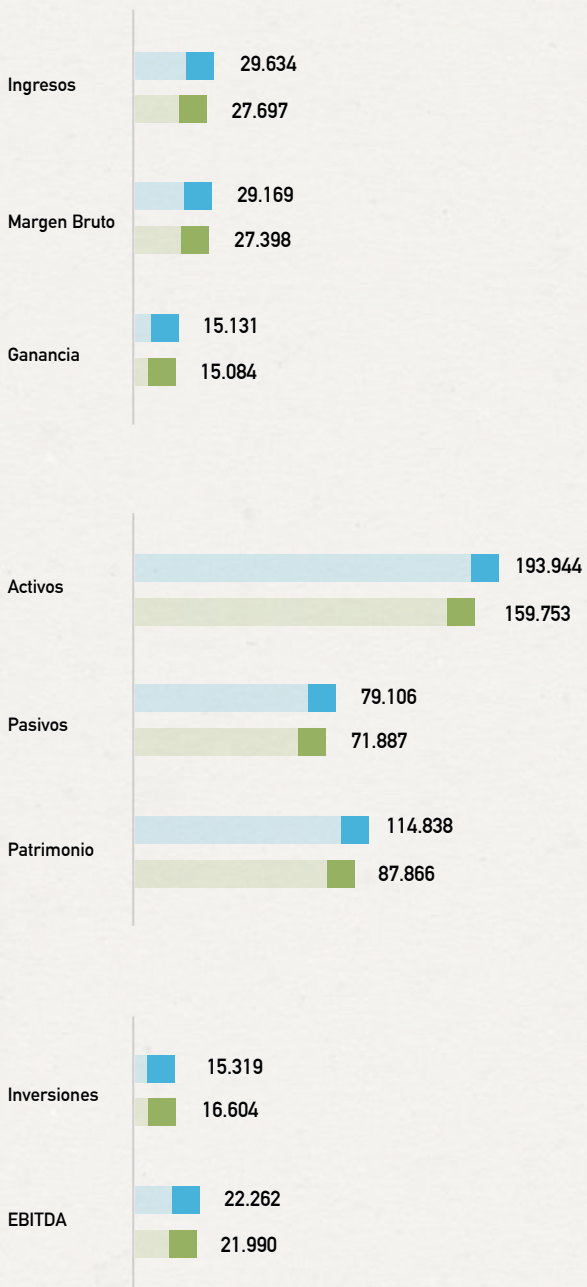
## TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

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

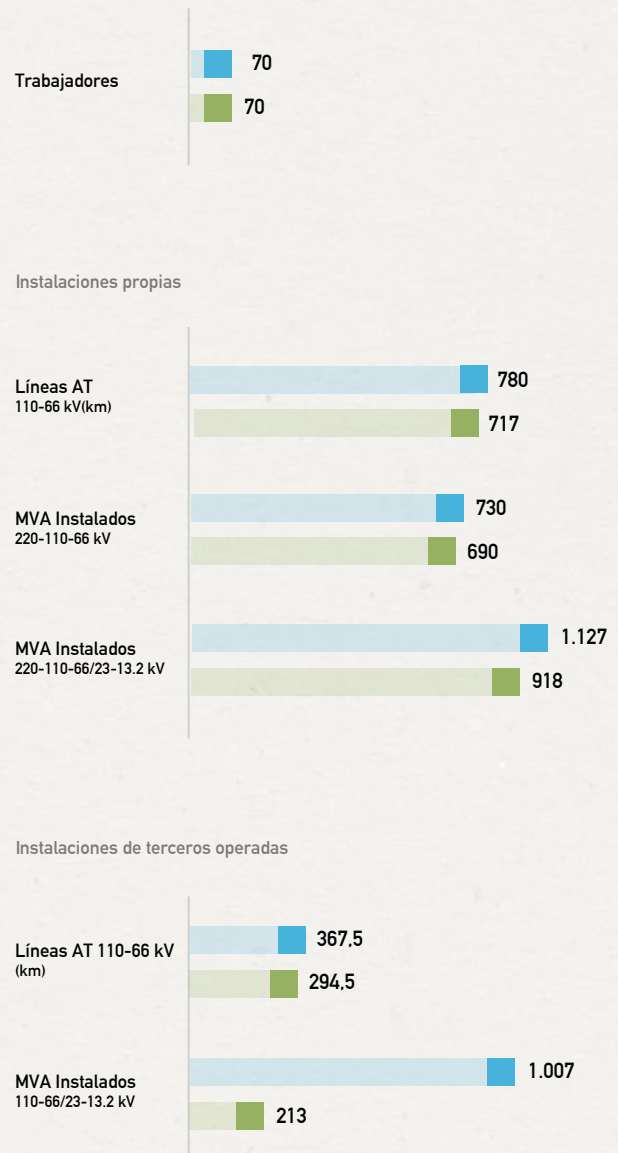
## ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$) ■ 2015 ■ 2014



## ANTECEDENTES OPERACIONALES

■ 2015 ■ 2014



# Edelaysen

Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelaysen

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 37.005.894  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.:93,21%  
(Indirecta)

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.

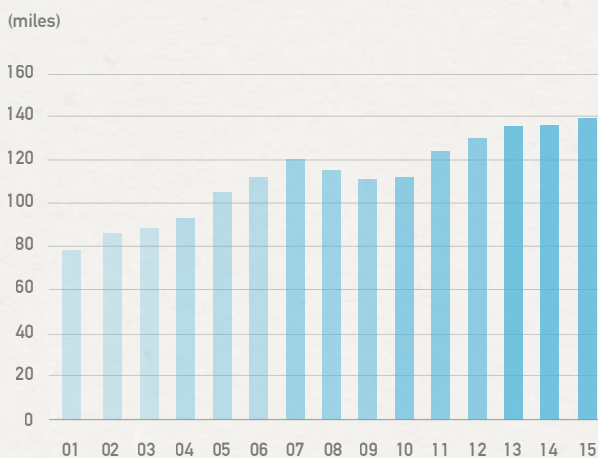
Esencialmente, Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la

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.

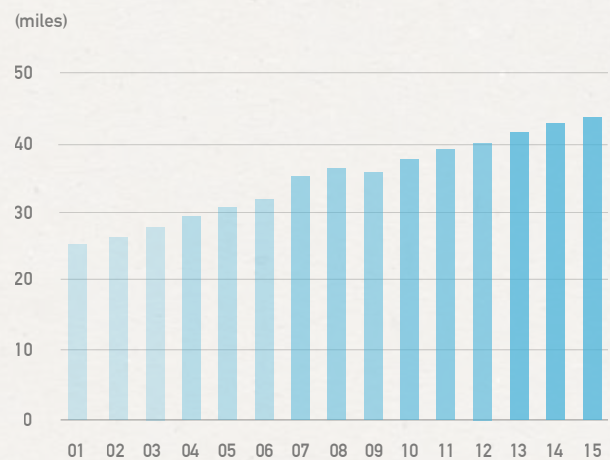
Edelaysen representa un 9,9 % del activo de Saesa.

## VENTAS DE ENERGÍA



Las ventas de energía durante el 2015 alcanzaron 140 GWh.

## CLIENTES ATENDIDOS



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 43 mil clientes.



## 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 período que dure la operación.

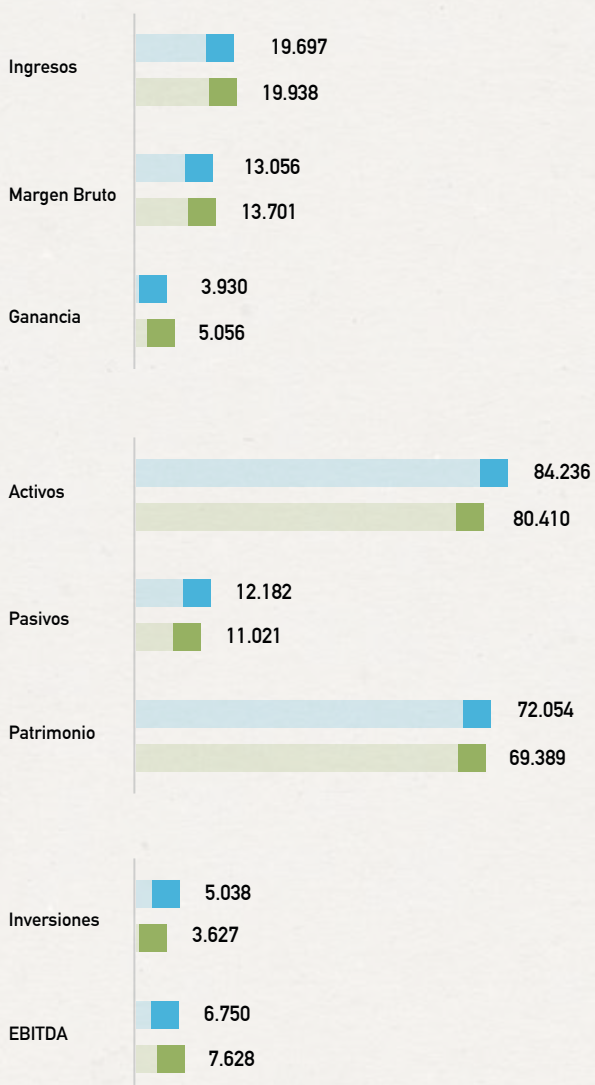
## CAPACIDAD DE CENTRALES

	MW	MWA
EÓLICA	1	1,98
HIDROELÉCTRICA	7	25,14
DIÉSEL	18	29,97
<b>TOTAL</b>	<b>26</b>	<b>59,09</b>

## ANTECEDENTES FINANCIEROS

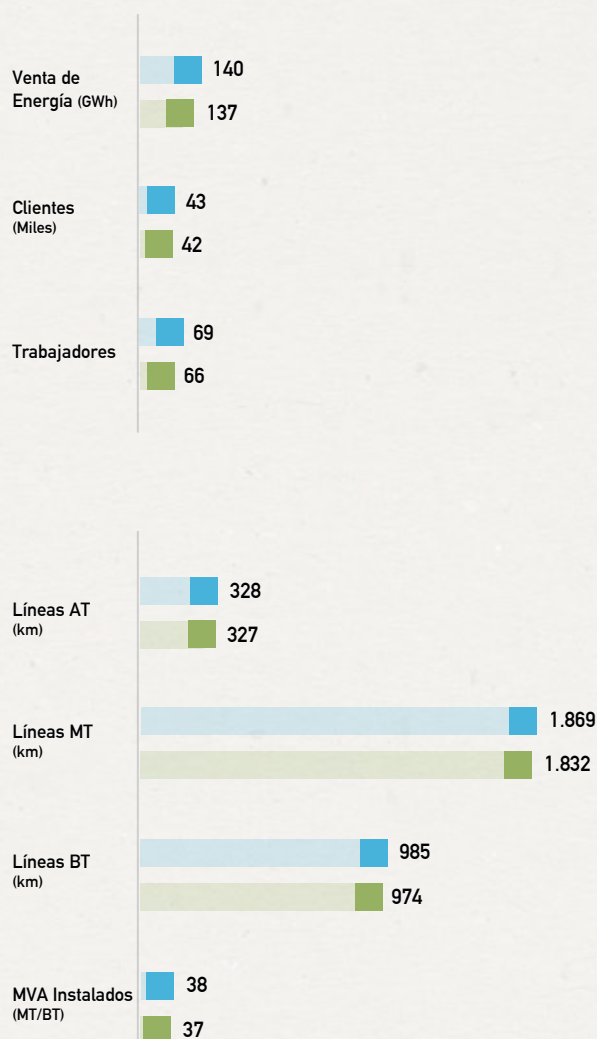
(MM\$)

■ 2015 ■ 2014



## CIFRAS OPERACIONALES

■ 2015 ■ 2014



# Luz Osorno

## Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 10.557.505  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9%  
(Indirecta)

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

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

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

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó dos procesos de Licitación:

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

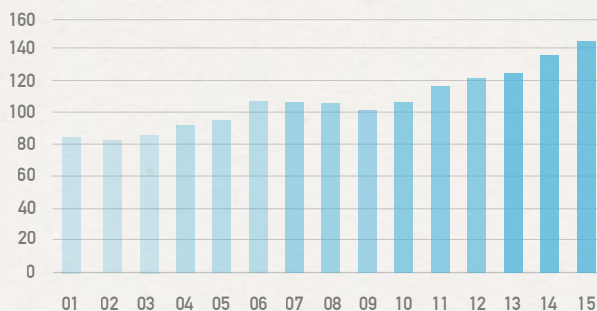
- Proceso 2015/02 (Enero 2017 - Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

Cabe mencionar que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente. En el ejercicio 2015 se efectuaron inversiones por MM\$ 1.035, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

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

## VENTA DE ENERGÍA

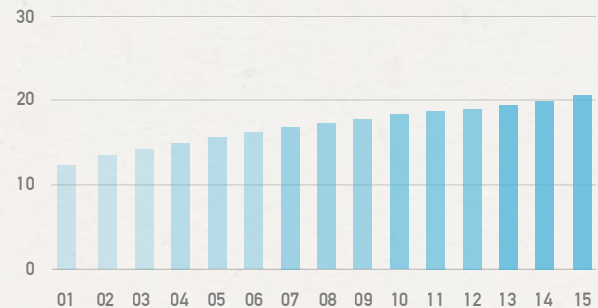
(ventas GWh)



Las ventas de energía durante el 2015 alcanzaron a 146 GWh.

## CLIENTES ATENDIDOS

(miles)



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 21 mil clientes

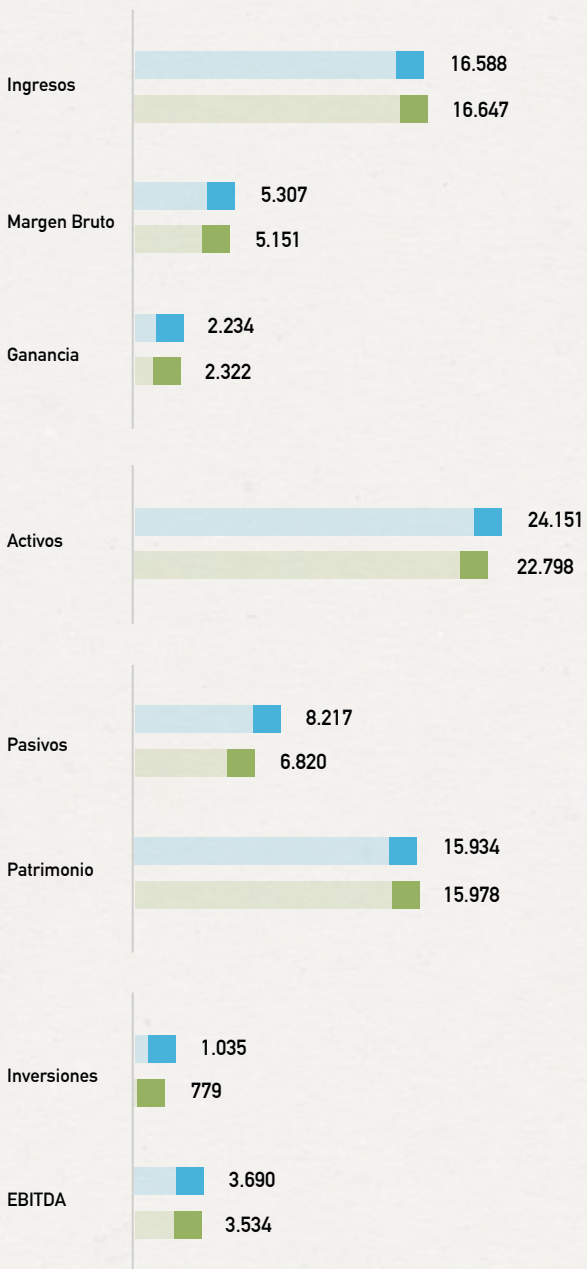
## TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

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

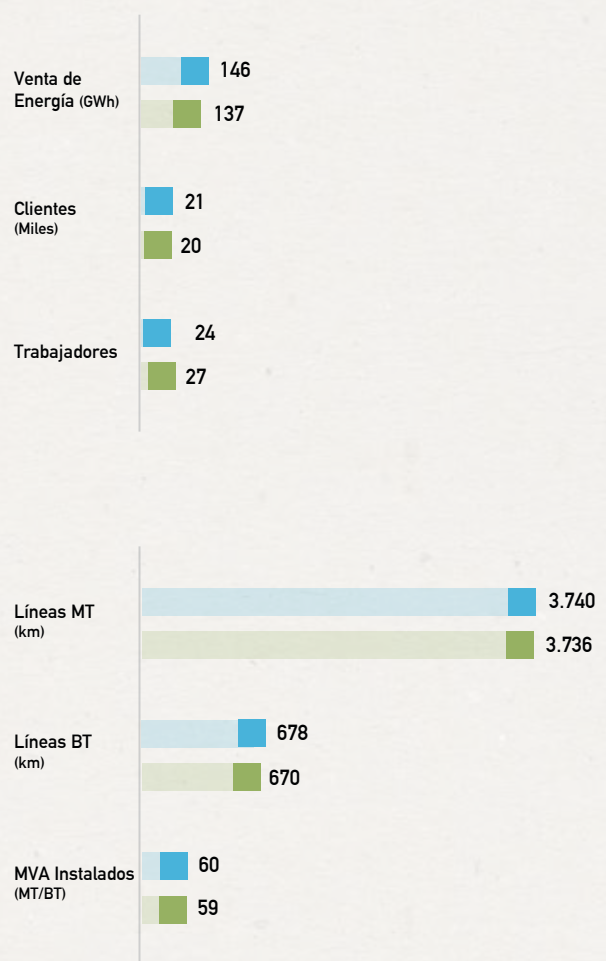
## ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$) ■ 2015 ■ 2014



## CIFRAS OPERACIONALES

■ 2015 ■ 2014





## Sociedad Generadora Austral S.A., SGA

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
 Capital Suscrito y Pagado: M\$ 3.160.921  
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9%  
 (Indirecta)

El objeto de SGA es el desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica, y la adquisición de los mismos. Asimismo, prestar servicios y asesorías en todas las especialidades de la ingeniería y de diseño, construcción, mantención y operación de sistemas de transmisión para terceros, comercialización de energía y las demás actividades vinculadas con los objetos descritos, que acuerden sus organismos. SGA fue constituida como consecuencia de la división de

STS, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 25 de junio de 2003, donde se acordó la división de dicha sociedad a contar del 31 de marzo de 2003. En virtud de esta división, se le asignaron y traspasaron a SGA activos, pasivos y patrimonio a los valores contables determinados al 31 de marzo de 2003.

En el ejercicio 2015, la Sociedad obtuvo un EBITDA de MM\$ 471.

SGA representa un 0,76% del activo de Saesa.

### ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	6.618.080	9.991.463
Activos No Corrientes	148.816	128.520
<b>Total Activos</b>	<b>6.766.896</b>	<b>10.119.983</b>
M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	1.592.630	1.728.688
Pasivos No Corrientes	-	-
<b>Total Pasivos</b>	<b>1.592.630</b>	<b>1.728.688</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>5.174.266</b>	<b>8.391.295</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>6.766.896</b>	<b>10.119.983</b>

## TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

Por otro lado, los préstamos en cuentas corrientes, pagan intereses de mercado y se calculan por el período que dure la operación.

## ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Margen Bruto	506.098	1.622.413
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	(499.827)	682.053
Impuesto a las Ganancias	(109.538)	(302.272)
GANANCIA	(609.365)	379.781

## ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	352.442	856.495
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	5.275.737	1.900.707
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(4.000.000)	(1.500.000)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	3	2
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	1.628.182	1.257.204
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Año	3.310.186	2.052.982
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	4.938.368	3.310.186

## ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Saldo Inicial Reexpresado	8.391.295	8.182.607
Cambios en Patrimonio	(3.217.029)	208.688
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	5.174.266	8.391.295



### Sistema de Transmisión del Centro S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 11.090.769  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 50,10%  
(Indirecta)

Con fecha 4 de marzo de 2015, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., "STC", cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad

o de terceros.

La participación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. en la Sociedad es de un 50,1% y de Eléctrica Puntilla S.A. es de un 49,9%. Actualmente STC se encuentra desarrollando el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez puesta en servicio (2017).

### ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015)

M\$	31-DIC-2015
<b>ACTIVOS</b>	
Activos Corrientes	1.241.647
Activos No Corrientes	22.608.947
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>23.850.594</b>

M\$	31-DIC-2015
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	
Pasivos Corrientes	12.002.828
Pasivos No Corrientes	3.606
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>12.006.434</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>11.844.160</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>23.850.594</b>

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015
Margen Bruto	-
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	(69.873)
Impuesto a las Ganancias	14.355
GANANCIA	(55.518)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015)

M\$	31-DIC-2015
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(82.792)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(9.121.521)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	9.272.551
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	68.238
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	68.238

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015)

M\$	31-DIC-2015
Saldo Inicial Reexpresado	11.090.769
Cambios en Patrimonio	753.391
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	11.844.160

# STN

## Sistema de Transmisión del Norte S.A., STN

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 298.943  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 90 % (Indirecta)

Con fecha 11 de septiembre de 2014, la filial Saesa y Alusa Ingeniería Limitada (Actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión de Norte S.A., "STN", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía.

La participación de Saesa en la Sociedad es de un 90%.

Actualmente STN se encuentra desarrollando un sistema de transmisión cuyo propósito será abastecer los nuevos requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

La fecha de puesta en servicio del sistema de transmisión es durante el primer semestre de 2016.

## ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS

### ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	6.046.783	3.268.529
Activos No Corrientes	35.808.886	3.464.459
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>41.855.669</b>	<b>6.732.988</b>

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	42.313.071	6.842.271
Pasivos No Corrientes	5.824	-
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>42.318.895</b>	<b>6.842.271</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>(463.226)</b>	<b>(109.283)</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>41.855.669</b>	<b>6.732.988</b>



ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Margen Bruto	(51.937)	-
PÉRDIDA ANTES DE IMPUESTO	(162.756)	(53.288)
Gastos por Impuestos	33.918	14.359
PÉRDIDA	(128.838)	(38.929)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(87.179)	-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(33.017.874)	(35.721)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	30.823.615)	2.664.569
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	26.301	29.843
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	(2.255.137)	2.658.691
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Año	2.658.691	-
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	403.554	2.658.691

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Saldo Inicial Reexpresado	(109.283)	298.943
Cambios en Patrimonio	(353.943)	(408.226)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	(463.226)	(109.283)

# SATT S.A.

Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 354.377  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100 %  
(Directa)

Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), con un 99,9% y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) con un 0,1%, constituyeron Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., "SATT", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destina-

dos a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

SATT representa un 0,05% del activo de Saesa.

## ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS

### ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015)

M\$	31-DIC-2015
<b>ACTIVOS</b>	
Activos Corrientes	355.790
Activos No Corrientes	-
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>355.790</b>
<b>M\$</b>	<b>31-DIC-2015</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	
Pasivos Corrientes	318
Pasivos No Corrientes	-
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>318</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>355.472</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>355.790</b>

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015)

M\$	31-DIC-2015
Margen Bruto	-
PÉRDIDA ANTES DE IMPUESTO	-
Gastos por Impuestos	(318)
PÉRDIDA	(318)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015)

M\$	31-DIC-2015
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	354.377
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	1.413
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	355.790
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Año	-
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	355.790

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015)

M\$	31-DIC-2015
Saldo Inicial Reexpresado	354.377
Cambios en Patrimonio	1.095
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	355.472

# Inversiones Los Ríos Ltda.

## Inversiones Los Ríos Limitada

Naturaleza Jurídica: Responsabilidad Limitada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 464.393.585  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,997%  
(Directa)

Con fecha 1 de julio de 2009, Inversiones Eléctricas del Sur S.A e Inversiones Grupo Saesa Ltda., constituyeron la sociedad Inversiones Los Ríos Ltda., con una participación actual de 99,997104% y 0,002896%, respectivamente. La Sociedad tiene por objeto, entre otros, las actividades de inversiones en toda clase de bienes corporales y/o negocios de cuenta propia o ajena.

Con fecha 1 de julio de 2009, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. aportó, cedió y transfirió a Inversiones Los Ríos Ltda., sus derechos sociales en Inversiones Los Lagos Ltda..

Posteriormente, con fecha 5 de agosto de 2009, Inversiones Grupo Saesa Ltda. vendió, cedió y transfirió a Inversiones Los Ríos Ltda. la totalidad de los derechos sociales en Inversiones Los Lagos Ltda..

Como consecuencia de lo anterior, Inversiones Los Ríos Ltda. adquirió el 100% de los derechos sociales, produciéndose la disolución de pleno derecho de Inversiones

Los Lagos Ltda., pasando Inversiones Los Ríos Ltda. a sucederla en todos sus derechos y obligaciones.

En el ejercicio 2015, la Sociedad obtuvo un EBITDA consolidado de MM\$ 85.155. Los Ríos representa un 86,2 % del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A..

## TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector. Por otro lado, existen los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado y se calculan por el período que dure la operación.

## ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	184.538.327	222.850.364
Activos No Corrientes	920.744.971	839.491.767
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>1.105.283.298</b>	<b>1.062.342.131</b>
<b>M\$</b>	<b>31-DIC-2015</b>	<b>31-DIC-2014</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	226.081.687	206.276.087
Pasivos No Corrientes	279.291.289	269.923.030
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>505.372.976</b>	<b>476.199.117</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>599.910.322</b>	<b>586.143.014</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>1.105.283.298</b>	<b>1.062.342.131</b>

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Margen Bruto	168.265.109	154.947.226
<b>GANANCIA ANTES DE IMPUESTO</b>	<b>44.865.640</b>	<b>41.963.323</b>
Impuestos a las Ganancias	(11.268.842)	(9.996.114)
<b>GANANCIA</b>	<b>33.596.798</b>	<b>31.967.209</b>

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	89.811.259	55.901.196
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(101.416.855)	(51.753.757)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(33.852.326)	45.136.121
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	227.469	28.603
<b>INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO</b>	<b>(45.230.453)</b>	<b>49.312.163</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	78.852.828	29.540.665
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO INICIAL</b>	<b>33.622.375</b>	<b>78.852.828</b>

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Saldo Inicial Reexpresado	586.143.014	568.683.597
Cambios en Patrimonio	13.767.308	17.459.417
<b>SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL</b>	<b>599.910.322</b>	<b>586.143.014</b>

# Inversiones Los Lagos IV Ltda.

## Inversiones Los Lagos IV Limitada

Naturaleza Jurídica: Responsabilidad Limitada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 25.061.634  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,92%  
(Indirecta)

Con fecha 5 de agosto de 2009, como consecuencia de la división en cuatro sociedades de Inversiones Los Lagos Ltda., nace Inversiones Los Lagos IV Ltda.

La Sociedad tiene por objeto, entre otros, las actividades de inversiones en toda clase de bienes corporales y/o negocios de cuenta propia o ajena.

El principal activo de la Sociedad, es la inversión que posee en la Sociedad Sagesa S.A..

En el ejercicio 2015, la Sociedad obtuvo un EBITDA consolidado de MM\$ 2.015.

Los Lagos IV representa un 5,2% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

## TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

Por otro lado, están los préstamos en cuentas corrientes, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el período que dure la operación.

## ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	4.389.641	3.870.367
Activos No Corrientes	56.115.378	46.275.228
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>60.505.019</b>	<b>50.145.595</b>
<b>M\$</b>	<b>31-DIC-2015</b>	<b>31-DIC-2014</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	21.118.552	16.808.387
Pasivos No Corrientes	8.531.220	6.947.243
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>29.649.772</b>	<b>23.755.630</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>30.855.247</b>	<b>26.389.965</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>60.505.019</b>	<b>50.145.595</b>

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Margen Bruto	6.146.281	4.781.667
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	1.673.582	825.009
Impuestos a las Ganancias	(1.257.750)	(1.119.936)
GANANCIA (PÉRDIDA)	415.832	(294.927)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	192.582	(304.699)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(4.042.359)	(3.225.289)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	3.704.701	3.478.944
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	12.363	2.192
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	(132.713)	(48.852)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	352.851	401.703
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO INICIAL	220.138	352.851

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014)

M\$	31-DIC-2015	31-DIC-2014
Saldo Inicial Reexpresado	26.389.965	23.363.032
Cambios en Patrimonio	4.465.282	3.026.933
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	30.855.247	26.389.965

# Información Resumida de Negocios Conjuntos

## ELETRANS S.A. y ELETRANS II S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital Suscrito y Pagado ELETRANS S.A.: MUSD 1.044  
Capital Suscrito y Pagado ELETRANS II S.A.: MUSD 20  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 50%  
(Indirecta)

## DIRECTORIO

### Directores Titulares:

Juan Ignacio Parot Becker  
Presidente, Rut 7.011.905-6

Carlos Mauer Diaz Barriga  
Vicepresidente, Extranjero

Waldo Fortín Cabezas  
Rut 4.556.889-K

Francisco Mualim Tietz  
Rut 6.139.056-1

Francisco Alliende Arriagada  
Rut 6.379.874-6

Allan Hughes García  
Rut 8.293.378-6

### Directores Suplentes:

Jorge Lesser García-Huidobro, Rut 6.443.633-3

Marcelo Luengo Amar, Rut 7.425.589-2

Víctor Vidal Villa, Rut 9.987.057-5

Ben Kawkins, Extranjero

Manuel Becerra, Extranjero

Alberto Abreu, Extranjero.

### Administración:

Gerente General:

Fulvio Stacchetti Encalada, Rut 6.617.581-2  
Ingeniero Civil Industrial

Subgerente General:

Julio Herrera Mahan, Rut 13.225.404-4  
Ingeniero Civil Eléctrico

En el mes de junio de 2012, la filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (esta última no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), constituyeron una sociedad denominada ELETRANS S.A. En el mes de junio de 2013 constituyeron una nueva sociedad denominada ELETRANS II S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades.

Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. tienen como principal objeto social, exclusivamente, la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica. El segmento de mercado principal de la Sociedad es la Transmisión Troncal, prestando servicios de transmisión de energía a empresas generadores que mantienen contratos de suministro con empresas distribuidoras o clientes libres.

ELETRANS S.A. y ELETRANS II S.A., no representa un porcentaje del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta) por tener patrimonio negativo.



ESTADO DE SITUACION FINANCIERA ELETRANS S.A. (MONEDA FUNCIONAL DÓLAR)

	MUSD		M\$	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
<b>ACTIVOS</b>				
ACTIVOS CORRIENTES	15.264,75	6.125,87	10.840.415	3.716.872
ACTIVOS NO CORRIENTES	92.067,10	54.294,15	65.382.372	32.942.976
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>107.331,85</b>	<b>60.420,02</b>	<b>76.222.787</b>	<b>36.659.848</b>
<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>				
PASIVOS CORRIENTES	3.761,88	6.008,41	2.671.537	3.645.603
PASIVOS NO CORRIENTES	119.758,78	66.009,86	85.047.895	40.051.483
PATRIMONIO	(16.188,81)	(11.598,25)	(11.496.645)	(7.037.238)
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>107.331,85</b>	<b>60.420,02</b>	<b>76.222.787</b>	<b>36.659.848</b>
<b>Estado de Resultados Integrales</b>				
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>01/01/2015 al 31/12/2015</b>	<b>01/01/2014 al 31/12/2014</b>	<b>01/01/2015 al 31/12/2015</b>	<b>01/01/2014 al 31/12/2014</b>
Ingresos actividades ordinarias	935,06	-	658.644	-
Otros ingresos	11,17	17,04	7.476	9.496
Otros gastos, por naturaleza	(544,07)	(456,54)	(362.303)	(261.687)
Ingresos financieros	37,55	160,99	25.564	89.395
Costos financieros	(4.399,14)	(569,62)	(2.832.879)	(279.297)
Diferencia de cambio	(8.443,67)	(3.482,33)	(5.558.784)	(1.877.245)
Resultado por unidades de reajuste	96,51	-	60.901	-
<b>Pérdida, antes de impuestos</b>	<b>(12.306,59)</b>	<b>(4.330,46)</b>	<b>(8.001.381)</b>	<b>(2.319.338)</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	3.058,11	814,57	1.989.964	431.895
<b>Pérdida, procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(9.248,48)</b>	<b>(3.515,89)</b>	<b>(6.011.417)</b>	<b>(1.887.443)</b>
Ganancia (pérdida), procedente de operaciones discontinuadas				
<b>Pérdida</b>	<b>(9.248,48)</b>	<b>(3.515,89)</b>	<b>(6.011.417)</b>	<b>(1.887.443)</b>
<b>Estado del Resultado Integral</b>				
<b>Pérdida</b>	<b>(9.248,48)</b>	<b>(3.515,89)</b>	<b>(6.011.417)</b>	<b>(1.887.443)</b>
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	6.382,04	(3.608,37)	3.295.323	(2.789.542)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>	<b>6.382,04</b>	<b>(3.608,37)</b>	<b>3.295.323</b>	<b>(2.789.542)</b>
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(1.723,15)	721,67	(889.737)	557.908
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>(1.723,15)</b>	<b>721,67</b>	<b>(889.737)</b>	<b>557.908</b>
<b>Otro Resultado Integral</b>	<b>4.658,89</b>	<b>(2.886,70)</b>	<b>2.405.586</b>	<b>(2.231.634)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>	<b>4.589,59</b>	<b>(6.402,59)</b>	<b>(3.605.831)</b>	<b>(4.119.077)</b>

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA ELETRANS II S.A. (MONEDA FUNCIONAL DÓLAR)

	MUSD		M\$	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
<b>ACTIVOS</b>				
ACTIVOS CORRIENTES	4.919,30	14.473,18	3.493.490	8.781.602
ACTIVOS NO CORRIENTES	28.106,46	14.417,97	19.960.084	8.748.103
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>33.025,76</b>	<b>28.891,15</b>	<b>23.453.574</b>	<b>17.529.705</b>
<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>				
PASIVOS CORRIENTES	580,60	28.794,93	412.319	17.471.324
PASIVOS NO CORRIENTES	39.380,20	3.543,19	27.966.243	2.149.830
PATRIMONIO	(6.935,04)	(3.446,97)	(4.924.988)	(2.091.449)
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>33.025,76</b>	<b>28.891,15</b>	<b>23.453.574</b>	<b>17.529.705</b>
<b>Estado de Resultados Integrales</b>	<b>01/01/2015 al</b>	<b>01/01/2014 al</b>	<b>01/01/2015 al</b>	<b>01/01/2014 al</b>
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Otros ingresos	-	27,15	-	16.310
Otros gastos, por naturaleza	(190,83)	(184,16)	(120.492)	(109.160)
Ingresos financieros	207,94	309,01	132.563	177.664
Costos financieros	(465,94)	(451,74)	(302.254)	(246.604)
Diferencia de cambio	(943,25)	(2.135,53)	(636.308)	(1.216.061)
Resultado por unidades de reajuste	85,57	-	54.000	-
<b>Pérdida, antes de impuestos</b>	<b>(1.306,51)</b>	<b>(2.435,27)</b>	<b>(872.491)</b>	<b>(1.377.851)</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	350,00	500,55	233.677	283.225
<b>Pérdida, procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(956,51)</b>	<b>(1.934,72)</b>	<b>(638.814)</b>	<b>(1.094.626)</b>
Ganancia (pérdida), procedente de operaciones discontinuadas				
<b>Pérdida</b>	<b>(956,51)</b>	<b>(1.934,72)</b>	<b>(638.814)</b>	<b>(1.094.626)</b>
<b>Estado del Resultado Integral</b>	<b>01/01/2015 al</b>	<b>01/01/2014 al</b>	<b>01/01/2015 al</b>	<b>01/01/2014 al</b>
	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
<b>Pérdida</b>	<b>956,51</b>	<b>(1.934,72)</b>	<b>(638.814)</b>	<b>(1.094.626)</b>
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(3.427,46)	(2.830,81)	(2.805.922)	(1.299.734)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>	<b>(3.427)</b>	<b>(2.830,81)</b>	<b>(2.805.922)</b>	<b>(1.299.734)</b>
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	925,41	764,32	757.599	350.928
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>925,41</b>	<b>764,32</b>	<b>757.599</b>	<b>350.928</b>
<b>Otro Resultado Integral</b>	<b>(2.502,04)</b>	<b>(2.066,49)</b>	<b>(2.048.323)</b>	<b>(948.806)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>	<b>(3.458,55)</b>	<b>(4.001,21)</b>	<b>(2.687.137)</b>	<b>(2.043.432)</b>



Ruta X-65, Sector El Progreso. Región de Aysén.



# 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.



Iván Díaz – Molina / 14.655.033-9  
Presidente



Stacey Purcell / Extranjera  
Director Titular



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3  
Vicepresidente



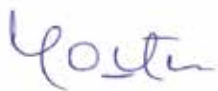
Ben Hawkins / Extranjero  
Director Titular



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6  
Director Titular



Christopher Powell / Extranjero  
Director Titular



Waldo Fortín Cabezas / 4.556.889-K  
Director Titular



Dale Burgess / Extranjero  
Director Titular









## Reporte Anual 2016



Descargue lectores QR gratis para su dispositivo en

