

Memoria
Anual
2017



Acerca de esta Memoria

La presente Memoria aborda los principales procesos y resultados de gestión de la Empresa Eléctrica de Arica S.A. (EMELARI), comprendidos entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017, en materia financiera y de sus compromisos con el mercado, clientes, colaboradores, proveedores y comunidad.

En este documento nos referimos a Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (ELIQSA), Empresa Eléctrica de Arica S.A. (EMELARI), Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA), Compañía General de Electricidad S.A. CGE y a Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (TRANSEMEL).

Comisión para el Mercado Financiero

En esta Memoria cuando se menciona a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), aludimos a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) porque es el organismo que la reemplazó. La Comisión para el Mercado Financiero (CMF) comenzó a operar el 16 de enero 2018, previa publicación -el 23 de febrero de 2017- en el Diario Oficial de la Ley N°21.000.

La Comisión del Mercado Financiero (CMF) es un servicio público descentralizado, de carácter técnico, dotado de personalidad jurídica y patrimonio propio, que se relaciona con el Presidente de la República a través del Ministerio de Hacienda, y su principal rol es la fiscalización de las actividades y entidades que participan de los mercados de valores y de seguros en Chile.

Estados Financieros Completos

Se encuentran disponibles y los pueden revisar en el siguiente link y código QR.

Link : <http://www.emelari.cl/inversionistas/informacion-financiera/memorias/>





Carta del Presidente

El Presidente de EMELARI da cuenta del desempeño de la Compañía y sus objetivos. [Pág. 04](#)



Información al Accionista

Presentación y evaluación de los resultados generales de la Compañía para el ejercicio reportado. [Pág. 40](#)



Gestión 2017

La forma en que se gestiona el negocio y cómo diferencia a la Compañía dentro de la cadena de valor. [Pág. 16](#)



Estados Financieros

Informe de la situación económica y financiera para la presente cuenta anual. [Pág. 60](#)



Escaneando este código QR,
accederá a la memoria
en formato digital.
www.emelari.cl

Contenido

Carta del Presidente	Pág. 04
Información de la Compañía	Pág. 06
Gobierno Corporativo	Pág. 10
Directorio	Pág. 12
Ejecutivos Principales	Pág. 14
Organigrama Gerencial	Pág. 15
Ámbito de Negocios	Pág. 16
Reseña Histórica	Pág. 18
Hechos Relevantes	Pág. 20
Marco Regulatorio del Sector	Pág. 21
Marcha de la Compañía	Pág. 25
Política y Plan de Inversión	Pág. 25
Política y Principales Actividades de Financiamiento	Pág. 26
Factores de Riesgo	Pág. 27
Gestión Financiera	Pág. 28
Gestión Comercial	Pág. 29
Gestión Operativa	Pág. 31
Estructura de Propiedad y Control de la Compañía	Pág. 34
Estructura de Control	Pág. 36
Mayores Accionistas	Pág. 37
Cambios de Mayor Importancia en la Propiedad	Pág. 38
Síntesis de Comentarios y Proporciones de Accionistas	Pág. 38
Propiedad de Ejecutivos Principales y Directores	Pág. 38
Información al Accionista	Pág. 40
Transacción en Bolsas	Pág. 42
Utilidad Distribuible	Pág. 43
Dividendos	Pág. 43
Capital y Reservas	Pág. 45
Auditores Externos	Pág. 45
Propiedades	Pág. 45
Responsabilidad Corporativa	Pág. 46
Personas, Organización y Cultura	Pág. 48
Proveedores	Pág. 50
Gestión Medioambiental	Pág. 51
Información sobre Subsidiarias y Asociadas	Pág. 54
Declaración de Responsabilidad	Pág. 58
Estados Financieros	Pág. 60
Informe de Auditores Independientes	Pág. 62
Estado de Situación Financiera Clasificado	Pág. 64
Estado de Resultado por Función	Pág. 66
Estado de Resultado Integral	Pág. 67
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Pág. 68
Estado de Flujo Efectivo Directo	Pág. 69
Información Financiera Resumida Subsidiarias Directas o Coligadas	Pág. 70
Oficinas	Pág. 72



Carta del Presidente

Estimados Señores Accionistas,

A nombre del Directorio de Empresa Eléctrica de Arica S.A., me es grato presentarles nuestra Memoria Anual 2017.

Durante el periodo 2017, vivimos importantes cambios en el sector eléctrico. En primer lugar, culminó el proceso de interconexión entre los dos sistemas eléctricos más importantes del país: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Como consecuencia de lo anterior, y por primera vez, el país cuenta con un Sistema Eléctrico Nacional que lo une de Arica a Chiloé. En segundo lugar, la Comisión Nacional de Energía (CNE) dio a conocer las nuevas exigencias y estándares de calidad de servicio que las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben cumplir con los clientes y usuarios, los que se encuentran contenidos en la "Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución".

Durante 2017 se materializaron inversiones en la región por \$4.152 millones, destinadas fundamentalmente a la construcción de obras de infraestructura, adquisición de equipamiento para abastecer el crecimiento de los consumos y clientes, mejoramiento de la calidad y continuidad de suministro.

Al cierre de año, EMELARI registró 72.860 clientes y 310 GWh en ventas físicas, representando un incremento del 1,8% y 1,9% en relación a 2016, respectivamente.

Por otro lado, durante el ejercicio 2017 se obtuvo una utilidad de \$2.469 millones, lo que significó una variación negativa de 5,1% respecto de 2016 que a pesar del aumento del 2% en el EBITDA, el incremento en la depreciación y amortización sumado al mayor impuesto a las ganancias ocasionó el descenso en última línea.

En el ámbito de Gobierno Corporativo, fue actualizado el modelo de prevención de delito, con la finalidad de adecuarlo a las disposiciones de la Ley N°20.931.

En el área de gestión de personas, durante el ejercicio se han desarrollado programas de formación profesional tanto presenciales como a distancia que buscan el desarrollo de las personas dentro de la Compañía. En cuanto a seguridad y salud, se ha continuado progresando en la implementación de una cultura de comportamiento seguro a través de programas de formación y participación en los comités paritarios.

La organización mantiene la certificación de su Sistema Integrado de Gestión (SIG) basado en las normas ISO 9.001:2015, ISO 14.001:2015 y OHSAS 18.001:2007. Con esto EMELARI contribuye a proporcionar productos y/o servicios que satisfagan los requisitos y necesidades del cliente, el cuidado y protección del medio ambiente y la salud y seguridad de las personas eliminando o minimizando los riesgos al personal y otras partes interesadas que puedan estar expuestas a peligros asociadas a sus actividades. Para mantener el SIG se realizaron durante el año 2017 capacitaciones en medio ambiente, prevención de riesgos y calidad a través, de la formación de auditores internos del SIG.

Queremos agradecer muy especialmente a nuestros colaboradores, pues es su permanente esfuerzo el que ha hecho posible esta labor. Los invitamos a seguir acompañándonos con el mismo entusiasmo y eficacia para energizar y servir a nuestra Región.



Rafael Salas Cox
Presidente



Memoria Anual 2017

Información de la Compañía



Información de la Compañía

Razón Social

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

RUT

96.542.120-3

Nombre de Fantasía

EMELARI

Tipo de Sociedad

Sociedad Anónima Abierta

Domicilio Legal

Ciudad de Arica

Dirección

Baquedano 731, Arica

Audidores Externos

EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.

Inscripción en el Registro de Valores

N°334 12 de enero 1989

Nemotécnico Acción

EMELARI

Teléfono

(58) 231880

Fax

(58) 2231105

Sitio Web

www.emelari.cl

Relación con Inversionistas

Sr. Gonzalo Ojeda Peñaloza
Gerente de Finanzas
inversionistas@emelari.cl
(56-2) 2680 7435

Documentos Constitutivos

Empresa Eléctrica de Arica S.A. se constituyó en la ciudad de Antofagasta con fecha 9 de noviembre de 1988, según consta en escritura pública otorgada en la notaría de esa ciudad, de Don Vicente Castillo Fernández. Un extracto de la escritura de constitución fue debidamente inscrito a fojas 640 N° 330 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces y Comercio de Arica y publicado en el Diario Oficial N° 33.222 de 16 de noviembre del año 1988

Objeto Social

El objeto de la Compañía es:

- a) Explotar la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar de las concesiones y autorizaciones respectivas.
- b) Comprar, vender, distribuir, representar, importar, exportar, en general, comercializar por cuenta propia o ajena todo tipo de productos, artefactos y equipos eléctricos.
- c) Prestar servicios o asesorías técnicas ya sea en forma directa o a través de terceros respecto a los rubros indicados en las a) y b) de este artículo.

d) Realizar por sí o a través de sociedades filiales o relacionadas, inversiones en toda clase de bienes inmuebles o muebles, corporales o incorporeales, administrar dichas inversiones, disponer de ellas, y obtener rentas de las mismas.

e) Organizar, constituir, incorporarse a, o formar parte de, modificar y disolver sociedades, cuyos objetos sociales sean similares o complementarios de los indicados en las letras anteriores, pudiendo suscribir lo que sea necesario de sus respectivos capitales sociales, adquirir y enajenar acciones de las mismas y efectuarles aportes de dinero, especies y/o servicios.



Principales Cifras

El capital social de EMELARI, Empresa Eléctrica de Arica S.A., asciende a M\$7.959.955 representado por 185.994.529 acciones. Sus títulos se cotizan en la Bolsa de Santiago, la Bolsa Electrónica y la Bolsa de Valparaíso. Sus activos totales ascienden a

M\$55.942.525 al 31 de diciembre 2017. El área de concesión incluye a la Región de Arica abasteciendo a 72.860 clientes. Durante 2017 la Compañía alcanzó una utilidad de M\$2.468.959.



Memoria Anual 2017

Gobierno Corporativo

Directorio Pág. 12

Ejecutivos Principales Pág. 14

Organigrama Gerencial Pág. 15

Directorio



Presidente

Sr. Rafael Salas Cox
RUT 9.609.399-3
Profesión: Abogado
Fecha de nombramiento 25 de abril 2016



Vicepresidente

Sr. Gonzalo Soto Sordio
RUT 10.033.471-2
Profesión: Ingeniero Civil Industrial
Fecha de nombramiento 25 de abril 2016



Director

Sr. Rafael Blesa Martínez
RUT 25.334.216-1
Profesión: Licenciado en Informática
Fecha de nombramiento 28 de agosto
2017



Director

Sr. Gonzalo Palacios Vásquez
RUT 5.545.086-2
Profesión: Ingeniero Civil de Industrias
Fecha de nombramiento 12 de abril 2016



Director

Sr. Francisco Sánchez Hormazábal
RUT 10.768.919-2
Profesión: Ingeniero Civil de Industrias
Fecha de nombramiento 12 de abril
2016

La Compañía es administrada por un Directorio compuesto de cinco miembros, quienes se mantienen en el cargo por periodos de dos años. La Administración no contempla directores suplentes. En la página web de la Compañía se puede revisar las respuesta de EMELARI respecto a la adopción de prácticas de Gobierno Corporativo. (www.emelari.cl)

Información del Directorio

A continuación se presenta la composición de los integrantes el Directorio que han formado parte de la Compañía en 2016 y 2017

Composición Directorio 2016 - 2017

RUT	Nombre	Cargo	Profesión	Fecha Nombramiento	Fecha Término
Directorio en Ejercicio					
9.609.399-3	Rafael Salas Cox	Presidente	Abogado	12-04-16	vigente
10.033.471-2	Gonzalo Soto Serdio	Vicepresidente	Ingeniero Civil Industrial	12-04-16	vigente
25.334.216-1	Rafael Blesa Martínéz	Director	Licenciado en Informática	28-08-17	vigente
5.545.086-2	Gonzalo Palacios Vásquez	Director	Ingeniero Civil de Industrias	20-11-14	vigente
10.768.919-2	Francisco Sánchez Hormazábal	Director	Ingeniero Civil de Industrias	12-04-16	vigente
Directores que finalizaron su periodo					
9.908.037-K	Matías Hepp Valenzuela	Director	Ingeniero Civil Industrial	12-04-16	28-08-17
9.006.201-8	Pablo Sobarzo Mierzo	Presidente	Ingeniero Comercial	26-03-15	12-04-16
24.961.865-9	Antonio Gallart Gabás	Vicepresidente	Ingeniero Industrial	26-03-15	16-03-16
7.774.599-8	Mauricio Russo Camhi	Director	Ingeniero Civil Industrial	20-11-14	12-04-16
6.323.400-1	Wilhelm Went Gléna	Director	Ingeniero Civil	26-03-15	12-04-16

Diversidad en el Directorio

Número de personas por género	
Femenino	0
Masculino	5
Total	5

Número de personas por nacionalidad	
Chileno	4
Extranjero	1
Total	5

Número de personas por rango de edad	
Entre 41 y 50 años	3
Entre 51 y 60 años	1
Entre 61 y 70 años	1
Mayor a 70 años	0
Total	5

Número de personas por antigüedad	
Menor a 3 años	5
Entre 3 a 5 años	0
Entre 9 y 12 años	0
Más de 12 años	0
Total	5

La fecha de antigüedad en la organización considera la fecha como nombramiento como Director.

Ejecutivos Principales

Gerente General

Sr. Eduardo Apablaza Dau
RUT 9.048.258-0
Profesión: Ingeniero Civil Eléctrico
Fecha de nombramiento 28 de enero 2015

Director Comercial

Sr. Alfredo Ingelmo Torres
RUT 25.575.048-8
Profesión: Ingeniero Comercial
Fecha de nombramiento 1 de junio 2016

Director Gestor de Red Eléctrica

Sr. Iván Quezada Escobar
RUT 10.051.615-2
Profesión: Ingeniero Civil Eléctrico
Fecha de nombramiento 1 de junio 2016

Subdirector de Auditoría y Compliance

Sr. Oscar Campoy García
RUT 25.210.419-4
Profesión: Economista
Fecha de nombramiento 9 de agosto 2016

Gerente Construcción y Grandes Infraestructuras

Sr. Esteban Vuchetich de Cheney Chirino
RUT 8.880.694-8
Profesión: Ingeniero Civil Eléctrico
Fecha de nombramiento 28 de agosto 2017

Gerente Región Norte

Sr. Tomás Morales Jaureguiberry
RUT 7.106.266-K
Profesión: Ingeniero Forestal
Fecha de nombramiento 28 de agosto 2017

Diversidad en la Gerencia

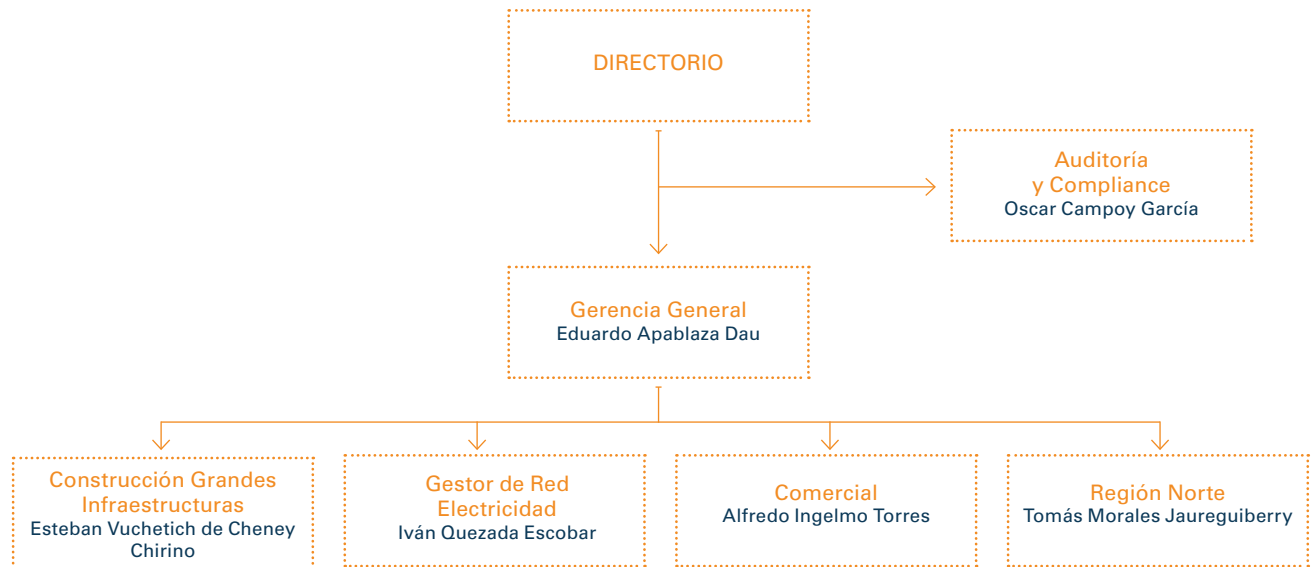
Número de personas por género	
Femenino	0
Masculino	6
Total	6

Número de personas por nacionalidad	
Chileno	4
Extranjero	2
Total	6

Número de personas por rango de edad	
Entre 41 y 50 años	3
Entre 51 y 60 años	3
Entre 61 y 70 años	0
Mayor a 70 años	0
Total	6

Número de personas por antigüedad	
Menor a 3 años	5
Entre 3 a 5 años	0
Entre 9 y 12 años	0
Más de 12 años	1
Total	6

Organigrama Gerencial



Remuneración y Gastos del Directorio

De acuerdo a los estatutos sociales, los directores no percibieron remuneración por el ejercicio de su cargo en los años 2017 y 2016.

Gastos en Asesorías del Directorio

Durante el ejercicio del 2017 el Directorio de la Compañía no contrató ningún tipo de servicios de asesoría.

Remuneración Ejecutivos Principales

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía no pagó remuneraciones a sus ejecutivos principales.





Memoria Anual 2017

Ámbito de Negocios

Reseña Histórica	Pág. 18
Hechos Relevantes o Esenciales	Pág. 20
Marco Regulatorio del Sector	Pág. 21
Marcha de la Compañía	Pág. 25
Política y Plan de Inversión	Pág. 25
Política y Principales Actividades de Financiamiento	Pág. 26
Factores de Riesgo	Pág. 27
Gestión Financiera	Pág. 28
Gestión Comercial	Pág. 29
Gestión Operativa	Pág. 31

Reseña Histórica



> Cambios societarios ocurridos desde la fundación de la Compañía

EMELARI nace producto de la división de la Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A., en cuatro nuevas sociedades. De ésta heredó su personal, experiencia y vocación de servicio a la comunidad.

EMELARI se constituyó por escritura pública el 9 de noviembre de 1988, ante el Notario Público de Antofagasta Don Vicente E. Castillo Fernández. Su extracto se publicó en el Diario Oficial N° 33.222 el 16 de noviembre de 1988 y se inscribió en el Registro de Comercio de Arica, a fojas 640 bajo el N° 330, el 17 de noviembre de 1988. La propiedad de la Compañía tuvo cambios significativos durante 1989, como resultado de la venta de acciones de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) a particulares, mediante

la modalidad de "capitalismo popular regional". A partir de 1990, EMELARI formó parte del Grupo de Empresas EMEL, siendo controlada por su matriz EMEL.

> 24 de abril 2000

En la quinta Junta Extraordinaria de Accionistas, se acordó modificar los estatutos de la Compañía, reduciéndose el número de directores que la administran de siete a cinco y que estos no serían remunerados por sus funciones.

> 12 de septiembre de 2007

Compañía General de Electricidad S.A. y PPL Chile Energía Ltda., controladora de Empresas EMEL (matriz de EMELARI), suscribieron un contrato de compraventa por el cual PPL Chile Energía Ltda., sujeto a los términos y condiciones pactados para el cierre, se obligó a vender a

CGE -en el marco de un proceso de Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA)- el total de las acciones de su propiedad en EMEL, que correspondían a 13.890.715 acciones y que representaban el 95,4% del capital accionario.

> 6 de noviembre de 2007

CGE declaró exitosa la OPA formulada para la adquisición del 100% de las acciones de EMEL. En virtud de dicha OPA y en la misma fecha, CGE adquirió el control de dicha Compañía y sus empresas filiales, adquiriendo 14.261.090 acciones de Empresas EMEL, que representa el 97,94% de su capital accionario.

> 31 de marzo de 2011

EMEL Norte es una sociedad anónima cerrada que nació el 31 de marzo a partir del plan de reestructuración societaria de Empresas EMEL iniciado el 2010. Dicho plan permitió ordenar las participaciones accionarias de Empresas EMEL en sus filiales y, al mismo tiempo, focalizar estas últimas en sus propias actividades, es decir, en distribución, transmisión e inversiones. Es así como a EMEL Norte se le asignaron la totalidad de las participaciones accionarias que poseía Empresas EMEL, directa e indirectamente, en EMELARI, ELECDA, ELIQSA y TRANSEMEL.

> **2014**

A través de OPA, la multinacional española Gas Natural Fenosa Internacional, S.A., antes Unión Fenosa Internacional, S.A., a través de la sociedad Gas Natural Fenosa Chile SpA, RUT 76.411.321-7, de la cual era su única accionista y controladora, ingresó a la propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., RUT 90.042.000-5, quedando como controladora de esta última y de sus filiales de electricidad, gas y servicios. La referida operación comenzó tras el acuerdo sellado en octubre entre Gas Natural Fenosa Internacional, S.A. y los entonces accionistas mayoritarios de la sociedad: Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz. Un mes más tarde, la OPA -lanzada por la firma internacional- fue declarada exitosa. El número de acciones adquiridas por la española ascendió a 402.122.728 acciones, representativas del 96,50% del capital accionario de la Compañía General de Electricidad S.A., RUT 90.042.000-5.

> **25 de julio de 2016**

Gas Natural Fenosa Internacional S.A. estableció una agencia en Chile, que denominó Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile, asignándole como capital la totalidad de su participación accionaria en la sociedad Gas Natural Fenosa Chile S.A., antes Gas Natural Fenosa Chile SpA.

> **9 de agosto de 2016**

Gas Natural Fenosa Chile S.A., RUT N°76.411.321-7, se fusionó con la Compañía General de Electricidad, RUT 90.042.000-5, tomando la razón social de esta última y constituyéndose en su continuadora legal, junto con asumir los más de 110 años de historia que llevaba dicha Compañía en el sector energético nacional. De esta manera, la Compañía General de Electricidad S.A. (antes Gas Natural Fenosa Chile S.A.), RUT 76.411.321-7, quedó como la controladora de EMELARI, en la que posee una participación ascendente al 98,22% de sus acciones emitidas.

> **2017**

En el marco del plan de reorganización societaria del grupo CGE iniciado en 2016, el Directorio de CGE acordó, por unanimidad, dar curso a una nueva etapa tendiente a obtener la unificación en la matriz CGE, de los activos y actividades relacionados con el negocio eléctrico, para lo cual se aprobó –en Junta Extraordinaria de Accionistas– la fusión con sus filiales EMELAT Inversiones y EMEL NORTE, incorporándose estas últimas en aquella. Dicha fusión se aprobó el día 27 de junio de 2017, y a contar de esta fecha EMELARI pasó a ser subsidiaria directa de la Compañía General de Electricidad S.A.

Hechos Relevantes

- > Los hechos relevantes y esenciales han sido comunicados completamente a la Superintendencia de Valores y Seguros -actual Comisión para el Mercado Financiero (CMF)- y Bolsas. A continuación, se entrega una información resumida de los mismos, complementando lo indicado en otras secciones de la presente Memoria:
- > Con fecha 20 de marzo de 2017 se informó que en sesión de Directorio, realizada el día 17 de marzo de 2017 se propuso a la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 7 de abril del 2017, el reparto del dividendo definitivo N°105 de \$4 por acción, dicho dividendo se pagó el día 25 de abril de 2017, con cargo a las utilidades del ejercicio 2016.
- > Con fecha 6 de octubre de 2017, se informó que en sesión de Directorio celebrada con esa misma fecha se acordó por unanimidad de sus integrantes, solicitar al Ministerio de Energía su autorización para transferir a la matriz CGE. -mediante fusión por absorción-, la totalidad de las concesiones de servicio público de distribución de electricidad de que es titular la Compañía.

La adopción de dicho acuerdo, se efectuó a solicitud de esa matriz, en el marco del plan de reorganización societaria impulsado por ella, cuyo objetivo es unificar en una sola compañía, CGE, todos los activos y actividades de transmisión y distribución de electricidad desarrolladas por las empresas transmisoras y distribuidoras filiales de aquella. Especialmente teniendo presente que, de acuerdo a lo prescrito en la ley, cualquier decisión que implique el traspaso de una concesión de servicio público de distribución de electricidad, debe contar con la previa autorización del Ministerio de Energía, bajo sanción de caducidad de la concesión.



Marco Regulatorio

Participación en el Mercado Chileno

EMELARI, participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile abasteciendo a 72.860 clientes en la Región de Arica y Parinacota con ventas físicas de 310 GWh en 2017. Asimismo, EMELARI participa en el negocio de transformación y transporte de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional -resultante de la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Tarifas de Suministro

Al respecto, los precios nudo correspondientes a 2017 fueron fijados mediante el Decreto 9T-2016 (rectificado por el Decreto 10T-2016), publicado el 1 de septiembre de 2016 y los Decretos 12T-2016 y 3T-2017 publicados el 10 de octubre de 2017, todos del Ministerio de Energía, con vigencia a contar del 1 de septiembre de 2016, 1 de enero de 2017 y 1 de julio de 2017, respectivamente.

En 2017 el VAD (Valor Agregado de Distribución) incluido en las tarifas de suministro de energía eléctrica aplicables a los clientes sujetos a fijación de precios se ajustó periódicamente, en conformidad con lo establecido en el artículo N°191 de la Ley General de Servicios Eléctricos y según lo dispuesto en el Decreto 11T-2016 del Ministerio de Energía, publicado el 24 de agosto de 2017, pero con vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Consecuentemente, mediante el Oficio N° 18991-2017 del 21 de septiembre de 2017, modificado por el Oficio N° 19484-2017 del 26 de septiembre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruyó las reliquidaciones de los Decretos 11T-2016, 12T-2016 y 3T-2017, referidos precedentemente.

Así, durante el presente periodo, tomando en cuenta las consideraciones anteriores, las cuentas promedio de los clientes sujetos a fijación de precios atendidos por EMELARI, experimentaron un incremento real del 0,1%, mientras que el VAD disminuyó en términos reales en 2,6%.

Regulación de la Distribución y Transmisión de Electricidad en Chile

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile está definido en la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos -Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería-, los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Energía (MINENERGÍA), del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo (MINECON) de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la SEC.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico.

El mercado ha sido dividido en dos categorías:

- a) Clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW.
- b) Clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres.

Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan autónomamente. En tanto, los clientes regulados que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

La tarifa regulada de distribución resulta de la suma de los siguientes componentes: los precios nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, los cargos por el uso de los sistemas de transmisión, el cargo por servicio público y el valor agregado por concepto de costos de distribución (VAD). En este último concepto, el cual es fijado cada cuatro años por la autoridad, se reconocen los costos de inversión, operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

El VAD se determina sobre la base de una empresa modelo de distribución, la cual debe ser eficiente y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente. Las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del 10% ± 4% al momento de la determinación del VAD.

Complementariamente, en la misma ocasión en que se fija el VAD, se determinan los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía.

Asimismo, la normativa señala que las empresas distribuidoras deben disponer, en forma permanente, del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para esos efectos, deben contar con contratos de suministro -resultantes de procesos de licitación pública no discriminatorios y transparentes- con una antelación mínima de cinco años a la fecha de inicio del suministro. La Comisión Nacional de Energía, es la responsable de diseñar, coordinar y dirigir la realización de tales procesos licitatorios, mientras que las distribuidoras deben monitorear y proyectar su demanda futura permanentemente.

En relación con el segmento de transmisión, la Ley N° 20.936 (Ley de Transmisión) publicada en julio de

2016 modificó el marco regulatorio, clasificando las instalaciones de transmisión en:

- Transmisión Nacional.
- Transmisión Zonal.
- Transmisión Dedicada.
- Transmisión Asociada a Polos de Desarrollo.
- Transmisión de Interconexión Internacional.

Las instalaciones existentes de Transmisión Zonal son remuneradas por medio de una tarifa regulada, la cual se determina cada cuatro años a través de un estudio tarifario, cuyas bases contienen la tasa de descuento que se debe considerar, la cual no puede ser inferior al 7% ni superior al 10%.

En Transmisión Nacional y Transmisión Zonal, las obras nuevas se adjudican mediante procesos de licitación, cuyo valor resultante se paga por 20 años. Transcurrido dicho periodo, su valorización queda sometida al régimen de las obras existentes.

En el caso de ampliaciones, el Valor Anual de Inversión se remunera por 20 años (Valor de Inversión resultante de una licitación y tasa vigente al momento de la adjudicación).

Sistema Eléctrico Nacional

Mediante Resolución Exenta N° 668, publicada el 28 de noviembre de 2017, la CNE dio por conformado, a partir del 21 de noviembre de 2017, el Sistema Eléctrico Nacional por interconexión del SING con el SIC para todos los efectos legales.

Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

El 18 de diciembre de 2017 fue publicada la Resolución Exenta N° 706-2017, mediante la cual la CNE fijó la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, la que considera exigencias relacionadas con:

• **Calidad de suministro:** definición de estándares (SAIDI, SAIFI, TIC, FIC) para cuatro niveles de densidad, definición de estados de operación normal, anormal y anormal agravado, tiempos máximos de reposición del suministro en estado anormal.

• **Calidad de producto:** definición de estándares, campañas de medición.

• **Calidad comercial:** plazos para la conexión de nuevos servicios o ampliaciones de servicios existentes, plazos para la atención de reclamos, consultas y solicitudes, establecimiento de estándares para el desempeño de la gestión comercial y de los centros de llamado.

• **Sistemas de medición, monitoreo y control:** reemplazo del parque de medidores en siete años.

En cualquier caso, los plazos para dar cumplimiento a obligaciones de continuidad de suministro e instalación de medidores se contabilizan a partir de la publicación del decreto de tarifas que considere dichas exigencias.

En este contexto, mediante Resolución Exenta N° 560-2017 del 6 de octubre, la CNE aprobó el acuerdo unánime para efectuar un nuevo Estudio de Tarifas, en conformidad con lo dispuesto en el artículo N° 187 de la Ley Eléctrica, suscrito entre la mencionada entidad y las empresas

concesionarias de servicio público de distribución. Dicho acuerdo se funda en que la nueva Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución implicará costos e inversiones en distribución no reconocidos en la última fijación de VAD correspondiente al cuatrienio 2016-2020, los cuales es necesario incorporar en el nivel tarifario.

Fijación de Valor Agregado de Distribución

El 17 de agosto, la Contraloría General de la República tomó razón con alcances del Decreto 11T-2016, mediante el cual se fijaron fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios para el cuatrienio 2016-2020, con vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Dichos alcances tienen relación con:

- El monto y condiciones de aplicación del recargo por consumo reactivo deben fijarse en el correspondiente decreto de precios nudo de corto plazo.
- El Factor de Ajuste de Potencia (FAPN), incluido en las fórmulas tarifarias, debe ser formalizado mediante decreto, sujeto a examen previo de juridicidad.

El referido decreto fue publicado el 24 de agosto.

Ajustes al Decreto 14-2012 de MINENERGÍA

Mediante Resolución Exenta N°940-2016 del 29 de diciembre, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo N°11 transitorio de la Ley de Transmisión, la CNE aprobó el Informe Técnico relativo a los ajustes al contenido del Decreto N° 14-2012 de MINENERGÍA.

Posteriormente, mediante Decreto 1T-2017 publicado el 27 de mayo, MINENERGÍA ajustó el Decreto 14-2012, para efectos de su aplicación en los años 2016 y 2017, otorgándose un plazo de 45 días al Coordinador para efectuar las reliquidaciones que corresponda para los ingresos y su distribución entre las empresas subtransmisoras para el periodo entre el 1 de enero de 2016 y su fecha de publicación.

Licitación de Suministro 2017/01

Mediante Resolución Exenta N° 849-2016 del 12 de diciembre, la CNE aprobó las Bases Preliminares del proceso "Licitación de Suministro 2017/01".

El 3 de enero se presentaron las observaciones a dichas Bases Preliminares y el 24 de enero, mediante Resolución Exenta N° 42-2017, la CNE aprobó las Bases Definitivas del proceso.

Luego, mediante Resoluciones Exentas N° 202-2017 del 25 de abril, N° 305-2017 del 16 de junio y N° 438-2017 del 11 de agosto, la CNE modificó las bases del proceso de licitación, realizando diversos ajustes, de acuerdo a:

- Bloque N° 1, 20 años desde 2024, compuesto por tres bloques horarios (1A por 528 GWh/año, 1B por 778 GWh/año y 1C por 394 GWh/año) de 85 sub-bloques cada uno.
- Bloque N° 2, 20 años desde 2024, compuesto por cuatro bloques trimestrales (2A, 2B, 2C y 2D, cada uno por 125 GWh/año) de 25 sub-bloques cada uno.

El 11 de octubre se realizó el acto de recepción de propuestas. Finalmente, el 31 de octubre se realizó la apertura

de las ofertas económicas y el 2 de noviembre el acto de comunicación de los resultados, adjudicándose la totalidad de la energía requerida a un precio medio de 32,5 US\$MWh a las empresas Cox Energía SpA, Enel Generación Chile S.A., Energía Renovable Verano Tres SpA., Atacama Energy Holdings S.A., Atacama Solar S.A.

Plan de Expansión de Transmisión Nacional 2016-2017

Mediante Resolución Exenta N° 131-2017 del 20 de marzo, la CNE aprobó el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes.

Las empresas transmisoras presentaron -el 3 de abril- sus discrepancias al Panel de Expertos, instancia que las resolvió el 12 de junio.

El 18 de agosto fue publicado el Decreto N° 422-2017 de MINENERGÍA que fijó el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes.

Plan de Expansión de Ejecución Inmediata

Mediante Resolución Exenta N° 211-2017 del 26 de abril, la CNE aprobó el Informe Preliminar de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria.

El 11 de mayo se presentaron las observaciones a dicho Informe Preliminar.

Mediante Resolución Exenta N° 320-2017 del 22 de junio, la CNE aprobó el "Informe Final de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria".

Posteriormente, el 19 de agosto, mediante Decreto N° 418-2017, MINENERGÍA fijó el listado de:

- Obras en construcción al 31 de octubre de 2016, correspondientes a cada empresa responsable de su ejecución.
- Obras de ampliación de los Sistemas de Transmisión Zonal.
- Obras nuevas de los Sistemas de Transmisión Zonal.

Electrodependientes

En un acto realizado en diciembre de 2017, MINENERGÍA y Empresas Eléctricas anunciaron algunas medidas que se implementarán en 2018 en la búsqueda de entregar mayor seguridad en el suministro eléctrico, respecto de aquella exigida en la normativa vigente, a los pacientes electrodependientes.

Dichas medidas se relacionan con la no suspensión, en caso de falta de pago, de la energía necesaria para abastecer el equipamiento eléctrico al cual debe permanecer conectado el paciente electrodependiente. También de la inclusión de un descuento en sus boletas de energía eléctrica, equivalente a 50kWh/mes y la realización de todos los esfuerzos posibles para la provisión de soluciones técnicas que permitan mitigar los efectos de las interrupciones en el suministro eléctrico.



Marcha de la Compañía

La utilidad de EMELARI a diciembre de 2017 alcanzó a \$2.469 millones, levemente inferior en \$131 millones (5,1%) a la utilidad del 2016, que se ubicó en \$2.600 millones.

Lo anterior se explica por un menor resultado de explotación de \$109 millones (3,6%), mayor pago de impuesto a las ganancias de \$83 millones (13,6%) que fue parcialmente compensado por un mayor resultado fuera de la explotación de \$61 millones (32,2%).

El EBITDA acumulado a diciembre de 2017 se ubicó en un monto de \$4.044 millones, superior en \$78 millones (2,0%) al EBITDA acumulado a diciembre de 2016. Lo anterior se explica principalmente por:

- **Mayor margen de energía por \$189 millones**

El margen de energía registró un aumento de 2,8% con respecto al mismo periodo del año anterior. Dicho aumento se explica básicamente por mayores ingresos de subtransmisión, parcialmente compensados por una variación negativa en el VAD y mayores pérdidas de energía.

- **Mayor margen de servicios asociados por \$31 millones**

El margen de servicios asociados aumentó en un 2,3%, explicado principalmente por una mayor actividad en el negocio de obras a terceros y mayor ingreso por interés moratorio.

- **Mayores Costos Operacionales por \$142 millones**

Los costos operacionales aumentaron un 3,4% debido a mayores gastos por actividades en terreno, mayor gasto por actividades de servicio al cliente, una mayor provisión por incobrables compensado parcialmente por menores gastos de personal y menores gastos administrativos.

Cifras del estado de resultados	Dic-17	Dic-16	Var. Dic-17 / Dic-16	
Cifras en MM\$			MM\$	%
EBITDA	4.044	3.967	78	2,0%
Resultado de explotación	2.915	3.024	-109	-3,6%
Resultado antes de impuestos	3.167	3.215	-48	-1,5%
Resultado	2.469	2.600	-131	-5,1%

Política y Plan de Inversión

Durante 2016 se materializaron inversiones en la región por \$2.138 millones, en tanto en 2017 alcanzaron a \$4.152 millones destinadas principalmente al sistema de distribución focalizado tanto en satisfacer el permanente crecimiento del mercado como así también la mantención de las actuales instalaciones, con el objetivo de cumplir con las normas de calidad de servicio necesarias para un buen desempeño de la Compañía.



Política y Principales Actividades de Financiamiento

Indicadores Financieros

		Unidad	Dic-17	Dic-16	Var %
Liquidez	Liquidez corriente	Veces	0,7	2,3	-69,4%
	Rotación cuentas por cobrar	Días	92	58	58,1%
Endeudamiento	Pasivo total / Patrimonio neto	Veces	0,6	0,6	4,1%
	Deuda financiera* / Patrimonio neto	Veces	0,3	0,3	-1,0%
	Deuda financiera neta / EBITDA	Veces	2,0	2,3	-13,2%
	Cobertura de gastos financieros netos	Veces	9,5	9,0	5,1%
Composición de pasivos	Pasivo corto plazo / Pasivo total	%	68,7	23,1	-
	Pasivo largo plazo / Pasivo total	%	31,3	76,9	-59,3%
	Deuda bancaria / Pasivo total	%	37,8	45,7	-17,3%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (1)	%	7,3	7,9	-8,1%
	Rentabilidad del activo (2)	%	4,4	4,9	-9,5%
	EBITDA / Activo Fijo	%	12,0	12,8	-6,2%
	EBITDA 12 meses	MMS	4.044	3.967	2,0%

(1) Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora / patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

(2) Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora / total activos.

(*) Incluye deuda con relacionadas.

Liquidez

Se observa una disminución en el indicador de liquidez debido principalmente a un aumento de los pasivos corrientes asociado al traspaso de créditos bancarios desde el largo plazo al corto plazo.

La rotación de las cuentas por cobrar aumentan a diciembre 2017, producto de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, en línea con el aumento de los ingresos operacionales y reliquidación por el Decreto N°14.

Endeudamiento

La mejora en el indicador de deuda financiera neta / EBITDA es consecuencia del efecto conjunto de un menor pasivo financiero, por prepago total de un crédito bancario por \$891 millones y el aumento del EBITDA. La cobertura de gastos financieros neto experimento un leve aumento asociado al mayor EBITDA del periodo.

Rentabilidad

Los indicadores de rentabilidad experimentaron una leve disminución asociado al aumento del patrimonio y total de activos.



Factores de Riesgo

Mercado de Distribución de Electricidad

La Compañía participa en el negocio de distribución y transmisión de energía eléctrica abasteciendo a 72.860 clientes en la Región de Arica y Parinacota, con ventas físicas que alcanzaron 310 GWh, en el periodo terminado el 31 de diciembre de 2017.

Demanda

El crecimiento de la demanda está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de naciones desarrolladas. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Este último riesgo se encuentra acotado si se considera que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias, lo que independiza los ingresos de estas de las variaciones de consumo que experimenten.

Precios

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la actividad son las siguientes:

Riesgo Financiero

Los negocios en que participa la Compañía, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y una estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

Riesgo de Tipo de Cambio y Tasa de Interés

Debido a que los negocios en que participan las empresas de CGE son fundamentalmente en pesos, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus

pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al 31 de diciembre de 2017 el 100% de la deuda financiera de EMELARI se encuentra estructurada a tasa variable. Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 100 puntos base superior a las vigentes, sería de MM\$82 de mayor gasto por intereses.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

La deuda financiera de EMELARI se estructura en un horizonte de largo plazo. No obstante, sus obligaciones financieras se encuentran próximas a vencer por lo que al 31 de diciembre de 2017 el 100% de ellas está estructurado en el corto plazo. Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos del negocio en que participa EMELARI.

Riesgo de Crédito Deudores Comerciales

En la actividad de distribución de electricidad, el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de

deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

Seguros

Para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones y las afectaciones que se puedan causar a terceros producto de la operación del negocio, la Compañía mantiene pólizas de seguros vigentes que cubren la totalidad de sus activos, que para 2017 se resumen en las pólizas de responsabilidad civil general, responsabilidad civil medio ambiental, daños materiales y pérdida de beneficios, terrorismo, seguros vehiculares, incluido responsabilidad civil vehicular y de equipos móviles, entre otros.

Gestión Financiera

EMELARI opera en el mercado financiero a través de la estructuración de créditos con la banca local. En concordancia con el perfil de largo plazo de las actividades de negocios que realiza la Compañía, la deuda financiera está concentrada en el largo plazo. Asimismo, debido a que los flujos generados son fundamentalmente en pesos y provienen de sectores regulados en Chile, se ha determinado mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros. Como consecuencia de lo anterior, la denominación de la deuda financiera es un 100% en pesos chilenos, con el objetivo de reducir la volatilidad en los resultados que produce la variación de la inflación sobre la deuda en UF.

Entre las actividades del ámbito financiero más destacadas durante 2017, se puede mencionar:

- Prepago total en fecha de reseteo de crédito con vencimiento en enero de 2019 por un total de \$891 millones.

Respecto de la administración de los excedentes y déficit de caja de la Compañía, y con el objeto de optimizar el uso de los recursos financieros de corto plazo, EMELARI opera con un contrato de cuenta corriente mercantil con su matriz CGE.



Gestión Comercial

EMELARI es una empresa de servicio público, es parte del Sistema Eléctrico Nacional y participa del negocio de subtransmisión, siendo su foco principal el negocio de distribución de electricidad. La Compañía transmite, distribuye y comercializa energía en la Región de Arica y Parinacota

La Compañía es reconocida por sus clientes y proveedores por su marca "EMELARI".

Ejes del Modelo de Gestión de EMELARI

Seguridad

La seguridad es un valor que se funda en dos premisas relevantes:

- Nada es más importante en la Compañía que la seguridad y la salud.
- Todo accidente puede ser evitado.

A partir de estos principios, la seguridad es una responsabilidad transversal y a la vez individual, y su promoción comienza en el equipo directivo, planificando cada iniciativa desde este eje como hito inicial. Este eje es vinculante para EMELARI como piedra fundamental de cada acción y decisión.

Experiencia de Cliente

La Compañía busca crear una mentalidad y cultura en torno a la experiencia que brinda a sus clientes en cada punto de contacto. EMELARI prioriza entregar la mejor experiencia posible, y así garantizar que el trabajo esté bien hecho.

Crecimiento

Se traduce en identificar y desarrollar al máximo el potencial de crecimiento de las actuales líneas de negocio y desarrollar otras nuevas, procurando mantener el equilibrio con el entorno y armonizando los diferentes intereses con la visión de sustentabilidad en el largo plazo definida por la Compañía.

Eficiencia

Significa la mejora permanente de procesos internos a través de la sinergia entre distintas áreas y negocios, incorporando las mejores prácticas para maximizar el desempeño de la Compañía. Todo ello a través de iniciativas concretas, medibles y recurrentes en operaciones, inversiones y la generación de nuevos negocios.

Desarrollo Profesional

La Compañía busca fortalecer las oportunidades de crecimiento de los colaboradores, fomentando y aumentando los programas de capacitación y los procesos de movilidad interna, en un modelo que equilibra la combinación de autonomía profesional y la cooperación constante.

Concentración de Clientes

EMELARI al 31 de diciembre de 2017, no presenta clientes en el segmento de distribución que a nivel individual registren ventas que signifiquen el 10% o más de sus ingresos ordinarios.

En el siguiente cuadro se muestran las cifras más relevantes a diciembre 2017:

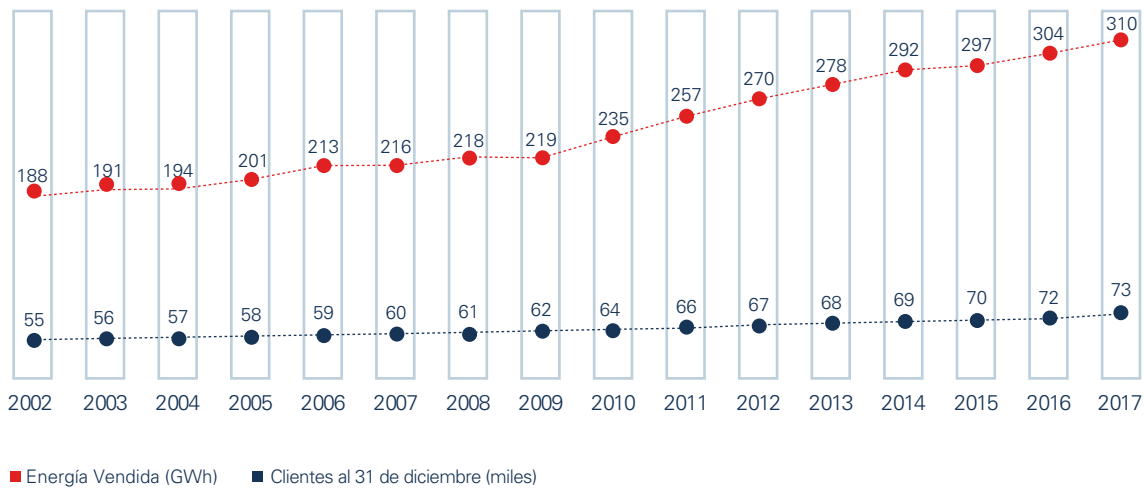
Cifras Relevantes	2017
Energía física vendida (GWh)	310
Número de clientes	72.860

Ventas y Crecimiento

El mercado actualmente atendido por la Compañía presenta un incremento sostenido en relación al número de clientes, explicado por el crecimiento demográfico y económico de su zona de concesión.

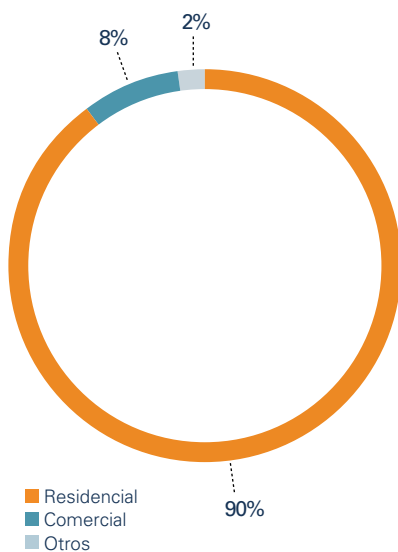
En la siguiente tabla se aprecia la evolución de la energía vendida y número de clientes.

Cantidad de Clientes y Energía Vendida:



Composición por Segmento de Clientes

Total número de clientes al 2017: 72.860



Gestión Operativa

Inversiones en Distribución y Subtransmisión

La Compañía efectúa los planes de inversión anualmente con el objeto de satisfacer el abastecimiento de energía de sus clientes, reducir pérdidas eléctricas y cumplir con la exigencia de la calidad establecidas por el marco regulatorio.

La expansión del sistema eléctrico durante el ejercicio se puede resumir en las cifras que se detallan en el siguiente cuadro:

Expansión del Sistema Eléctrico	2017
Líneas de media tensión (km)	130
Líneas de baja tensión (km)	15
Cantidad de transformadores propios de MT/BT (n°)	52
Potencia agregada en transformadores propios de MT/BT (MVA)	6

Cifras Relevantes

Líneas de media tensión (km)	588
Líneas de baja tensión (km)	654
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	90
Capacidad instalada en transformadores de particulares (MVA)	85

La infraestructura eléctrica incluye 947 transformadores de distribución propios con una potencia instalada de MVA 90 y abastece a 434 transformadores de propiedad de clientes, con una potencia de 85 MVA. En subtransmisión EMELARI cuenta con 3,6 km. de líneas de alta tensión y tres subestaciones transformadoras con una potencia instalada de 74 MVA.

Calidad de Suministro

Durante 2017 continuaron realizando mejoras en los procesos de control de la calidad de servicio, entre los cuales destaca el monitoreo diario del indicador SAIDI y de los indicadores normativos (TTIK – TTIT – FMIK – FMIT), con el objeto de establecer un punto de control transversal a nivel de la organización para gestionar la evolución de estos indicadores en cada alimentador de media tensión y por comuna. Asimismo, se mejoraron los procedimientos de informes probatorios de interrupciones por causa de fuerza mayor, estableciéndose diversos puntos de control para incrementar la calidad y completitud de estos informes.



Para el periodo de diciembre 2016 a noviembre 2017 los indicadores de continuidad de suministro de EMELARI, considerados en el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, cuya función es controlar y supervisar uno de los aspectos de la calidad del servicio recibida por los clientes, mostraron el siguiente desempeño:

Indicadores de continuidad de suministro	dic.2016 - nov. 2017	dic.2015 - nov. 2016
Frecuencia media de interrupción FMIK	10,4 veces al año	6,6 veces al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente TTIK	16,7 horas al año	10,3 horas al año

En el ámbito propio de la distribución, esto es, descontando las interrupciones en los sistemas de generación, transmisión y subtransmisión y las fallas en distribución por causa de fuerza mayor, los índices para el periodo referido son los siguientes:

	dic.2016 - nov. 2017	dic.2015 - nov. 2016
Frecuencia media de interrupción FMIK	2,0 veces al año	1,0 veces al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente TTIK	5,2 horas al año	2,8 horas al año

Estos indicadores se calculan considerando como ponderador estadístico la potencia instalada desconectada en cada evento. Los niveles de continuidad de suministro anteriormente indicados equivalen a una disponibilidad media de 99,94% de la red de distribución y de 99,81% a nivel del sistema total. EMELARI también registra los indicadores internacionales de continuidad de suministro SAIFI ("System Average Interruption Frequency Index") y SAIDI ("System Average Interruption Duration Index").

Estos indicadores, para el mismo periodo antes señalado, son los siguientes:

Calidad del suministro		dic.2016 - nov. 2017	dic.2015 - nov. 2016
SAIFI red distribución (*)	veces al año	2,6	1,7
SAIDI red de distribución (*)	horas al año	6,3	3,6
SAIFI total	veces al año	10,2	6,6
SAIDI total	horas al año	14,9	9,9

(*) Se excluye las fallas de generación, transmisión, subtransmisión de fuerza mayor.



Plan de Control de Pérdidas de Energía

En tanto el índice de pérdidas en EMELARI fue de 8,17% a diciembre del 2017 y con las acciones de control de pérdidas se realizó la configuración de 122 casos de conexiones irregulares con una recuperación de energía que alcanzó a 0,4 GWh por concepto de consumos no registrados y una mayor facturación estimada de 0,1 GWh asociada a los servicios regularizados. En el año se efectuaron 2.087 inspecciones en terreno, un 20% superior a las realizadas en el periodo anterior, que aportaron un ingreso por concepto de consumos no registrados de \$29 millones.

Compensaciones por Interrupciones de Suministro Ocurridas en la Red de Distribución

Considerando aquellas interrupciones ocurridas en la red de distribución y de responsabilidad de EMELARI, en conformidad con lo establecido en el artículo N°16b de la Ley N° 18.410 y a lo instruido por la SEC en sus Oficios Circulares N° 2.341 y N° 2.342, ambos de fecha 30 de abril de 2004, durante el año 2017 se continuó realizando el pago de compensaciones a los

clientes regulados por la energía no suministrada, a consecuencia de dichas interrupciones de suministro que superaron los valores permitidos por el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Durante este periodo, se abonó en las cuentas de los clientes un total de \$21 millones, a un promedio mensual de aproximadamente 1.943 clientes, los que representan el 2,7% del total.

Mantenimiento de la Red

Durante el ejercicio se desarrollaron los distintos planes y actividades de mantenimiento programado y correctivo, gestionados a través de la plataforma SAP.

Es así como se ejecutaron 148 órdenes de mantenimiento que registran las actividades destinadas a la inspección de líneas y transformadores, los despejes de fajas de seguridad, al reemplazo de componentes dañados, la termografía y lavado de aislación.

Las tareas también incluyeron efectuar mantenimiento e inspecciones a los equipos eléctricos mayores, tales como reconectores, reguladores de voltaje, bancos de condensadores, bóvedas, equipos subterráneos y desconectores tripolares.





Memoria Anual 2017

Estructura de Propiedad y Control de la Compañía

Estructura de Control **Pág. 36**

Mayores Accionistas **Pág. 37**

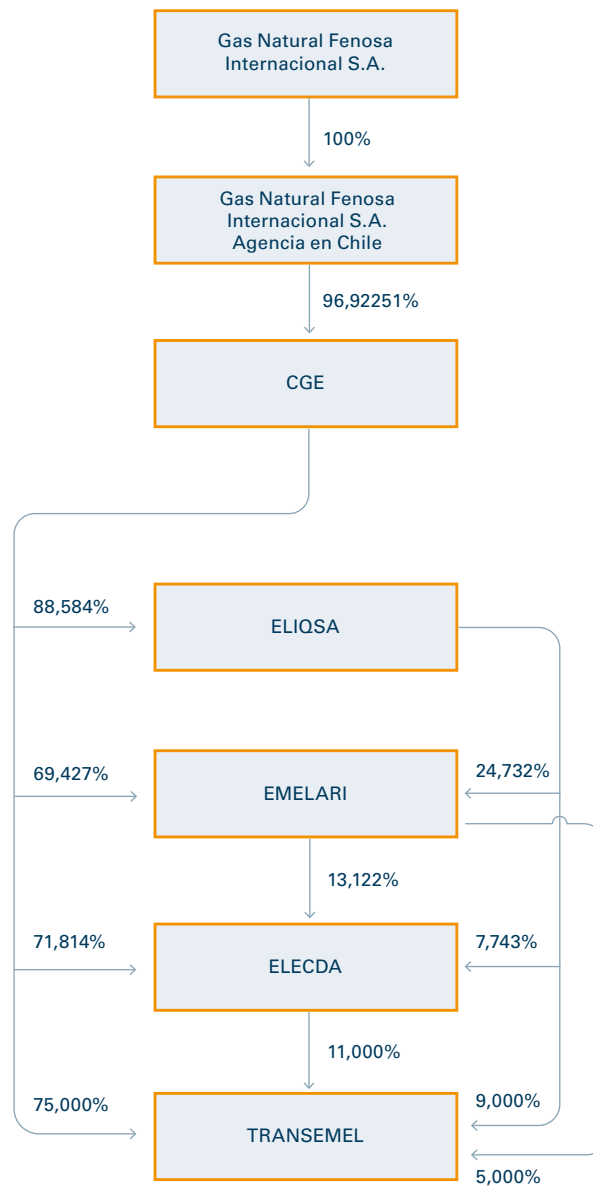
Cambios de Mayor Importancia en la Propiedad **Pág. 38**

Síntesis de Comentarios y Proporciones de Accionistas **Pág. 38**

Propiedad de Ejecutivos Principales y Directores **Pág. 38**



Estructura de Control



En conformidad a los artículos 97 y siguientes de la Ley 18.045, Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia En Chile es Integrante Del Grupo Gas Natural Fenosa, cuya Sociedad matriz es Gas Natural SDG, S.A. El accionista propietario del 100% de las acciones de Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia En Chile es Gas Natural Fenosa Internacional, S.A., que a su vez es controlada, directa e indirectamente, en 100% por Gas Natural SDG, S.A.

Asimismo, los principales accionistas de Gas Natural SDG, S.A. son Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona, a través de Critería Caixa S. A. U., en adelante "Grupo la Caixa"; Repsol S.A. y GIP III Canary 1 S.ÀR.L, en adelante "GIP", quienes en conjunto poseen el 64,5% del capital social de GAS NATURAL SDG, S.A.

Al 31 de diciembre de 2017, Grupo la Caixa poseía el 24,4% de participación en el capital social de Gas Natural SDG, S.A.; Repsol S.A. el 20,1% y GIP el 20%. Al cierre de diciembre de 2017 no hay pactos de control conjunto suscritos.

Mayores Accionistas

Al 31 de diciembre de 2017 el capital de EMELARI, está representado por 185.994.529, acciones sin valor nominal, de un voto por acción, distribuidas en 1.019 accionistas, siendo las 12 mayores participaciones las que se detallan a continuación:

12 Mayores Accionistas al 31 de Diciembre 2017:

N°	Nombre	RUT	N° Acciones	Participación
1	Compañía General de Electricidad S.A.	76.411.321-7	129.130.767	69,43%
2	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	96.541.870-9	46.000.000	24,73%
3	Custodio Cisterna Zarzola	2.183.888-8	900.000	0,48%
4	Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	80.537.000-9	560.104	0,30%
5	Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	418.633	0,23%
6	Pablo Benavides Santibañez	1.863.550-K	406.446	0,22%
7	Ana Rosa León Díaz	2.145.723-K	320.000	0,17%
8	Javier Manuel Tapia Rivera	13.413.012-1	260.000	0,14%
9	Santiago Hidalgo Pinto	3.943.568-3	221.997	0,12%
10	Inversiones Oro Ltda.	96.611.120-8	200.000	0,11%
11	Victoria Paria Arce	8.553.692-3	200.000	0,11%
12	Mirla Jacqueline Manosalva Santibañez	10.087.723-6	184.999	0,10%

Identificación del Controlador

En conformidad a lo establecido en el título XV artículo N° 97 y siguientes de la Ley 18.045, CGE (RUT 76.411.321-7) es el controlador de Empresa Eléctrica de Arica S.A. posee al -31 de diciembre 2017- una participación accionaria directa de 69,43% e indirecta del 24,73%.

Se deja constancia que, a esa fecha, los miembros del controlador no tienen un acuerdo de actuación conjunta.

RUT	Accionista	N° Acciones	Participación
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	129.130.767	69,43%
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	46.000.000	24,73%
	Minoritarios	10.863.762	5,84%
	Totales	185.994.529	100,00%



Cambios de Mayor Importancia en la Propiedad

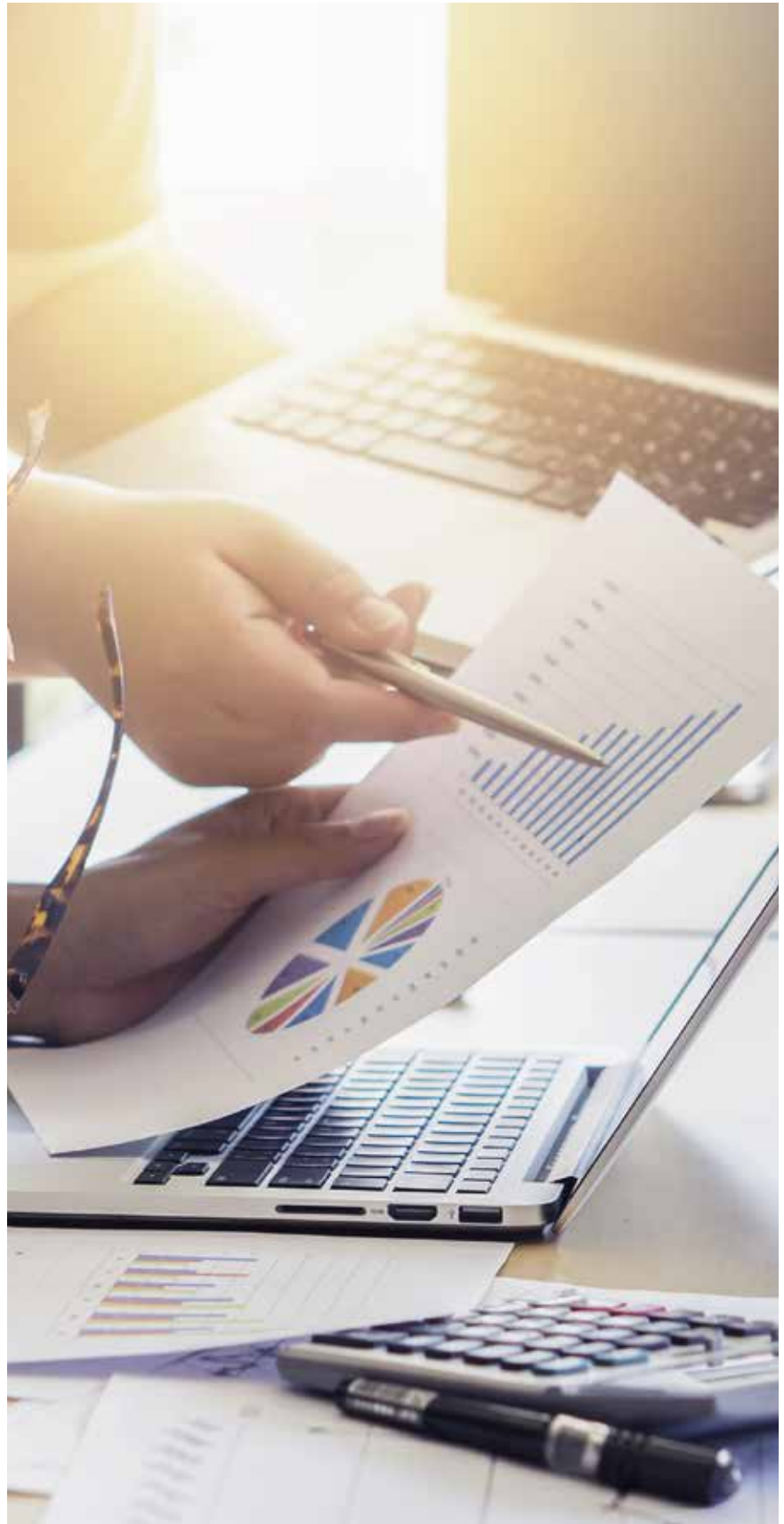
En el marco del plan de reorganización societaria del grupo CGE iniciado en 2016, el Directorio de CGE acordó, por unanimidad, dar curso a una nueva etapa tendiente a obtener la unificación en la matriz CGE, de los activos y actividades relacionados con el negocio eléctrico, para lo cual se aprobó –en Junta Extraordinaria de Accionistas– la fusión con sus filiales EMELAT Inversiones y EMEL NORTE, incorporándose estas últimas en aquella. Dicha fusión se aprobó el día 27 de junio de 2017, y a contar de esta fecha EMELARI pasó a ser subsidiaria directa de CGE.

Comentarios y Proporciones de Accionistas

Durante 2017 la Compañía no recibió de parte de los accionistas mayoritarios, o de un grupo de accionistas que sumen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, comentarios respecto a la marcha de los negocios realizados durante 2017, de acuerdo con las disposiciones que establece el artículo N°74 de la Ley No 18.046 y el artículo N°124 del Reglamento de la Ley sobre Sociedades Anónimas.

Propiedad de Ejecutivos Principales y Directores

Al 31 de diciembre de 2017, ninguno de los ejecutivos principales y directores de la Compañía posee propiedad del emisor.





Memoria Anual 2017

Información al Accionista

Transacción en Bolsas Pág. 42

Utilidad Distribuible Pág. 43

Dividendos Pág. 43

Capital y Reservas Pág. 45

Audidores Externos Pág. 45

Propiedades Pág. 45



Transacción en Bolsas

Transacciones de Acciones

En conformidad con lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°30 se informa que durante el periodo 2017, no se efectuaron transacciones de acciones por parte del Presidente, Directores, Gerente General, Gerentes ni Ejecutivos Principales.

Estadísticas Trimestrales de Transacciones Bursátiles

La estadística trimestral sobre las transacciones bursátiles de los últimos tres años de la acción de EMELARI, considerando las transacciones efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Corredores de Valparaíso y Bolsa Electrónica de Chile, es la siguiente:

Trimestre	N° Acciones Transadas	Monto Total Transado (M\$)	Precio Promedio (\$)	Presencia Bursátil* (%)
Primer trimestre 2015	82.300	13.991	170,00	-
Segundo trimestre 2015	3.512	615	175,00	-
Tercer trimestre 2015	104.208	19.451	186,66	-
Cuarto trimestre 2015	-	-	-	-
Primer trimestre 2016	-	-	-	-
Segundo trimestre 2016	654.652	122.420	187,00	0,56
Tercer trimestre 2016	569.305	106.460	187,00	1,11
Cuarto trimestre 2016	-	-	0,00	1,11
Primer trimestre 2017	271	51	187,00	-
Segundo trimestre 2017	-	-	-	-
Tercer trimestre 2017	15.949	2.980	186,84	-
Cuarto trimestre 2017	33.435	5.015	150,00	-

(*) Presencia Bursátil calculada de acuerdo a la Norma de Carácter General N° 327 de la Superintendencia de Valores y Seguros, actual CMF.

Considera las transacciones efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Corredores - Bolsa de Valores y Bolsa Electrónica de Chile.

Utilidad Distribuible

Al depurar la utilidad del ejercicio en conformidad a lo dispuesto por la Superintendencia de Valores y Seguros, actual CMF, se determina la utilidad distribuible de la siguiente forma:

Utilidad distribuible (M\$)	2017
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	2.468.959
Pérdidas acumuladas	-
Utilidad líquida distribuible	2.468.959

Dividendos

Política de Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, celebrada el 24 de abril de 2017, se informó acerca de la política de reparto de dividendos aprobada por el Directorio para el ejercicio 2017 consistente en la intención de distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, mediante un dividendo provisorio. Dicho dividendo se pagará, en lo posible, durante el mes de noviembre de 2017. Además se espera proponer un dividendo definitivo a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en el 2018.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la Compañía, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 28 celebrada el 12 de abril de 2016, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 103 de \$6,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, el cual se pagó con fecha 25 de abril de 2016, por un total de M\$1.115.967.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 434 celebrada el 24 de octubre de 2016, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 104 de \$5,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, el cual se pagó con fecha 22 de noviembre de 2016, por un total de M\$929.973.

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 29 celebrada el 06 de abril de 2017, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 105 de \$3,5 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2016 el cual se pagó con fecha 25 de abril de 2017, por un total de M\$650.981.

El Directorio en Sesión Ordinaria celebrada el 30 de octubre de 2017, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 106 de \$4,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2017, el cual se pagó con fecha 22 de noviembre de 2017, por un total de M\$743.978.

Detalle de Dividendos Pagados

En 2017, la Compañía pagó y/o acordó efectuar el pago de los siguientes dividendos, expresados en moneda de cada mes:

N°	Fecha Acuerdo	Fecha Pago	Monto por Acción (\$)	Monto Total (M\$)	Cargo
105	06-04-17	25-04-17	3,5	650.981	Definitivo 2016
106	30-10-17	22-11-17	4,0	743.978	Provisorio 2017

Detalle de Dividendos Históricos Pagados

Año	Dividendos Pagados por Acción Valor Histórico (\$)
2014	17,2
2015	12,5
2016	11,0
2017	7,5

Utilidad Repartida con Cargo al Ejercicio de Cada Año

A continuación se muestra la utilidad repartida con cargo al ejercicio respectivo, considerando que, para el 2017, supone la aprobación por parte de la Junta Ordinaria de Accionistas del dividendo definitivo a proponer.

Año	Utilidad Repartida con Cargo al Ejercicio de cada año Valor Histórico (M\$)	Porcentaje de la Utilidad del Ejercicio
2014	3.626.893	87,4%
2015	2.231.934	62,1%
2016	1.580.954	60,9%
2017	1.301.962	52,7%

Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir la Ganancia atribuible a los propietarios de la Controladora, ascendente a \$2.468.959 millones, en la siguiente forma:

Distribución de Utilidades	M\$
A cubrir dividendo provisorio N° 106 del 22 de noviembre 2017	743.978
A pagar dividendo definitivo N° 107	557.984
Al pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros, Art. 80 Ley 18.046	1.166.997
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	2.468.959



Capital y Reservas

Al 31 de diciembre de 2017, la cantidad de acciones suscritas y pagadas de EMELARI asciende a 185.994.529 y el Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora, alcanza a \$33.951.116 millones, lo que corresponde a un valor libro de \$182,53 por acción a igual fecha.

Aceptada por la Junta Ordinaria de Accionistas, la distribución de la Ganancia Atribuible a los Propietarios de la Controladora que se propone, el capital y fondo de reserva de la Compañía al 31 de diciembre de 2017, quedarían constituidos como sigue:

Patrimonio atribuible a los propietarios de la Controladora	M\$
Capital emitido	7.959.955
Ganancias (pérdidas) acumuladas	13.641.811
Primas de emisión	113.232
Otras reservas	11.678.134
Patrimonio atribuible a los Propietarios de la Controladora	33.393.132

Audidores Externos

Los estados financieros de EMELARI correspondientes al ejercicio 2017 han sido auditados por la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA., designada para tal objeto por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 13 de abril 2017.

Propiedades

	Propias	Arrendada	Total
Oficina Central y Oficinas Administrativas	1	0	1
Oficinas Técnicas y Comerciales	3	0	3
Terrenos y Otros	3	0	3
Total	7	0	7

El detalle de las oficinas se encuentra al final de esta Memoria.

A continuación, se presenta el detalle de los siete terrenos y otros que utiliza EMELARI para su operación:

Concepto	Comuna	Región	Dirección	Propio/ Arrendado	Tamaño (m ²)
Subestación Chinchorro	Arica	I	Barros Arana N° 251	Propio	2.560
Subestación Quiani	Arica	I	Diaguitas 840	Propio	1.956
Subestación Pukará	Arica	I	Diego Portales 2452	Propio	13.004





Memoria Anual 2017

Responsabilidad Corporativa

Personas, Organización y Cultura **Pág. 48**

Proveedores **Pág. 50**

Gestión Medioambiental **Pág. 51**



Personas, Organización y Cultura

En EMELARI los colaboradores están en el centro de su gestión, por eso promueve un entorno para garantizar un adecuado lugar de trabajo y buen clima laboral basado en el respeto, la diversidad y el desarrollo personal y profesional.

En el ámbito de cultura y talento el desafío es continuar avanzando hacia el fortalecimiento de una cultura común centrada en el interés por las personas y la excelencia en el logro de los objetivos organizacionales.

En el plano de las relaciones laborales se unificaron los criterios para la interrelación con las organizaciones sindicales y trabajadores, se mantuvieron los comités de diversos temas transversales como: resultados, personas, seguridad y salud, calidad y servicio. Se trabaja en forma conjunta con la finalidad de dar respuesta a los diversos requerimientos y velando por el adecuado cumplimiento de las condiciones laborales pactadas individual o colectivamente.

Dotación de Personal

El personal de EMELARI, al 31 de diciembre 2017, registró una dotación de 54 colaboradores, según se detalla en cuadro adjunto:

N° Colaboradores

Ejecutivos principales	0
Profesionales y técnicos	17
Trabajadores y otros	37
Total general	54

Diversidad en la Organización

Número de personas por género

Femenino	8
Masculino	46
Total	54

Número de personas por nacionalidad

Chileno	54
Extranjero	0
Total	54

Número de personas por rango de edad

Menor de 30	1
Entre 30 y 40 años	10
Entre 41 y 50 años	25
Entre 51 y 60 años	16
Entre 61 y 70 años	2
Mayor a 70 años	0
Total	54

Número de personas por antigüedad

Menor a 3 años	1
Entre 3 a 6 años	1
Entre 6 y 9 años	10
Entre 9 y 12 años	14
Más de 12 años	28
Total	54

Brecha Salarial por Género

	%
Directivos	n/a
Ejecutivos	n/a
Administrativos y personal de oficina (*)	77%

(*) Corresponde al Sueldo Base bruto promedio de trabajadora/ ejecutiva vs sueldo bruto base promedio trabajador /ejecutivo.

n/a: No hay trabajadoras / ejecutivas en esta categoría.

Los cuadros de diversidad en la organización no consideran Directores ni Gerentes.



Relaciones Sindicales

En el 2017 se realizó por primera vez el Programa de Relaciones Laborales 2017, que tiene por objeto crear relaciones a largo plazo entre la Compañía y las organizaciones sindicales.

Modelo Liderazgo

A través del Programa Corporativo de Liderazgo y Programa SAVIA 2.0 se formaron dos niveles profesionales: ejecutivos y mandos intermedios. Adicionalmente, se realizó la Evaluación 360° para este segundo colectivo. Por primera vez, se implementó, el Diplomado en Liderazgo y Gestión de Mercados Energéticos, dirigido a contribuidores individuales con alto potencial.

Plan Integral de Diversidad

Este programa está orientado a fomentar la diversidad e igualdad de oportunidades en un ambiente de respeto, escucha y diálogo permanente. Los focos de 2017 fueron equidad de género, edad e inclusión de personas en situación de discapacidad.

Sus principales acciones:

- **Formación**

Con el objetivo de desarrollar el modelo de liderazgo y las competencias técnicas de los distintos equipos de trabajo, se llevaron a cabo capacitaciones.

- **Organización y compensaciones**

Con el fin de avanzar en la mejora de los procedimientos con foco en la calidad y en la experiencia de nuestros clientes internos, EMELARI mejoró el proceso asociado a la fijación y evaluación de los objetivos de gestión anual a través del lanzamiento de una plataforma informática, "Mi Portal". Este nuevo beneficio permite un proceso automatizado, sencillo de usar y contar con trazabilidad para los usuarios y la Compañía.

Compromiso con la Seguridad y la Salud

EMELARI planifica y desarrolla sus actividades con la convicción de que nada es más importante que la seguridad, salud y bienestar de las personas, por lo mismo ha adoptado voluntariamente compromisos más allá de las obligaciones legales para impulsar la mejora continua

en las condiciones de trabajo e instalar una cultura organizacional que promueva el autocuidado de manera transversal. Estas acciones van dirigidas tanto a los trabajadores que conforman la Compañía como a los proveedores, empresas colaboradoras, clientes y otros grupos de interés.

Programas de 2017

En el fortalecimiento del compromiso con la seguridad y salud, la Compañía desarrolla diversos programas y estrictos protocolos orientados a prevenir accidentes y evitar condiciones riesgosas en el funcionamiento de sus actividades.

Herramientas Implementadas

- **Tolerancia cero:** es una herramienta diseñada para facilitar la notificación de las desviaciones en materia de seguridad y condiciones de riesgo y promover su corrección, sin que este hecho tenga un carácter sancionador. Este instrumento parte de la premisa de que cualquier acto o condición insegura, por pequeño que parezca, lleva aparejada una cierta probabilidad de que ocurra un accidente. Por tal motivo, no es aceptable que ningún profesional

que detecte una desviación no haga todo lo que esté en su mano para corregirla. Mediante este mecanismo se pretende explicitar y reforzar el compromiso con la seguridad a través de la prevención, manifestando, de forma explícita, el compromiso personal de todos, y especialmente de los líderes, para detectar y corregir de manera inmediata, sin excepción, cualquier desviación de las normas y expectativas de seguridad.

• **Observación preventiva de seguridad (OPS):** Mediante los OPS se busca promover la adopción de conductas seguras en el trabajo. Para ello se propone incrementar el nivel de conciencia sobre los comportamientos inseguros, observándolos y comunicando -de manera eficaz- sus resultados a todos los trabajadores por parte de la línea superior jerárquica.

• **Inspecciones de seguridad IDS:** Las inspecciones documentadas (IDS) tienen como fin verificar y dejar constancia de los cumplimientos y no cumplimientos de la normativa de prevención de riesgos.

• **Plan de Acción Personal:** El Plan de Acción Personal (PAP) involucra a todos los trabajadores, partiendo desde la alta gerencia, para reforzar su compromiso con la salud y la seguridad. El mecanismo busca priorizar un comportamiento serio y responsable de prevención en las actividades diarias.

• **Salud integral del trabajador:**

A partir del 1 de enero de 2017 se crea la nueva área de Salud Integral del Trabajador, conformada por médico especialista en salud ocupacional y profesional especialista en ergonomía, la cual tiene como objetivos gestionar actividades de promoción, prevención y prestaciones de salud asociadas a la Ley N°16.744.

Principales Hitos

• **Protocolos Ministeriales de Salud Ocupacional.** Mediante su establecimiento se establecieron los protocolos de vigilancia de riesgos psicosociales en el trabajo.

• **Protocolos de Ergonomía.** Se refieren a los trastornos músculo esquelético de extremidades superiores relacionados con el trabajo y manejo manual de carga.

• **Seguimiento de las atenciones de salud.** Se fijaron reuniones de manera quincenal con Mutual de Seguridad.

• **Creación de Equipo Gestor de Salud.** Encargado de asegurar la oportunidad y la calidad de las prestaciones en accidentados del trabajo y enfermos profesionales.

Proveedores

Los principales proveedores de EMELARI están asociados al abastecimiento del suministro eléctrico, la provisión de materiales y equipos eléctricos, a la prestación de servicios informáticos y de comunicaciones y a la prestación de servicios en la construcción, mantenimiento de redes eléctricas y verificación y calibración de equipos de medida.

Concentración Proveedores

Durante 2017, el principal proveedor de EMELARI fue Engie Energía Chile S.A., que otorgó suministro de energía y potencia para el abastecimiento de sus clientes regulados, el que representa el 80,55% de las compras totales. Para abastecer el consumo de los clientes regulados se cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas a contar del año 2006, en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos.



Gestión Medioambiental

EMELARI sustenta su relación con la comunidad a través de vínculos de transparencia, apertura al diálogo y un sólido compromiso de participar proactivamente en iniciativas que generen relaciones sustentables y mejoren la calidad de vida de las personas.

Compromiso con el Medio Ambiente

Suministrar energía con excelencia significa estar atentos a los efectos de la actividad en el entorno natural, con el fin de reconocer, reducir y prevenir impactos medio ambientales. La Compañía asume estos desafíos con un enfoque preventivo, integrando criterios ambientales en sus procesos y negocios.

Con el establecimiento de compromisos voluntarios, EMELARI apunta a un desempeño ambiental superior a los mínimos legales, en un trabajo que involucra a distintos grupos de interés para fomentar temas como el uso responsable de la energía.

Uno de los ámbitos de acción de la política de Responsabilidad Corporativa (RC) es el de medio ambiente, reforzando formalmente nuestro compromiso con su protección y el uso eficiente de los recursos naturales para satisfacer la demanda energética.

La Política de Responsabilidad Corporativa Establece los Sigüientes Compromisos

Contribuir al desarrollo sostenible mediante la integración de criterios ambientales en los procesos de negocios, en los nuevos proyectos, actividades, productos y servicios, así como en la selección y evaluación de proveedores.

Morigerar los efectos adversos sobre los ecosistemas y fomentar la conservación de la biodiversidad. Garantizar la prevención de la contaminación y la mejora continua mediante la optimización de la gestión ambiental, la minimización de los riesgos ambientales y la participación activa de los empleados.

Comités de Calidad

La Compañía cuenta con Comités de Calidad, que se constituyen mensualmente para controlar el cumplimiento de las directrices ambientales y efectuar un seguimiento a los planes e indicadores ambientales con el propósito de participar del desarrollo sustentable del país e integrar mejores prácticas en este ámbito.



Desempeño Medioambiental

En materia medioambiental, durante 2017 se dio continuidad a la gestión de residuos tanto peligrosos como no peligrosos y control de emisiones de fuentes fijas. Se realizó la actualización de procedimientos para reducir la generación de residuos y estandarizar prácticas de gestión en este ámbito. Además, se reforzaron los procedimientos para la gestión de sustancias peligrosas, con el objeto de estandarizar su uso y almacenamiento.

Cumplimiento de la Normativa Ambiental

La Organización dispone de la plataforma de Legislación de Medio Ambiente y Seguridad Laboral denominada THEMIS, la que contiene en forma actualizada la legislación de Medio Ambiente y Seguridad Laboral. En THEMIS se registran anualmente los resultados de la Auditoría de Cumplimiento Legal Ambiental.

Gestión de Residuos

La Organización en el desarrollo de sus operaciones utiliza, en forma masiva, residuos tanto peligrosos como no peligrosos y cuenta con patios y bodegas de almacenamiento.

Durante 2017 se desarrollaron acciones para dar cumplimiento a la legislación ambiental nacional en materia sanitaria contribuyendo a la seguridad de los trabajadores y el medio ambiente. En esta línea, regularizó el estado de sus instalaciones, se reforzó la aplicación de procedimientos internos de gestión de residuos a encargados de patios y bodegas de residuos para mejorar su manejo.





Memoria Anual 2017

Información sobre Subsidiarias y Asociadas



Información Sobre Empresas Subsidiarias y Coligadas

Nombre	Naturales Jurídica	Capital Suscrito y Pagado (M\$)	Objetivo Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General	Participación al 31/12/2017	Participación al 31/12/2016	Inversión Directa
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA)	Sociedad Anónima Abierta	16.771.834	Distribución y transporte de energía eléctrica	Presidente: Rafael Salas Cox(*) Vicepresidente: Gonzalo Soto Serdio(*) Director: Rafael Blesa Martínez (*) Director: Gonzalo Palacios Vásquez (*) Director: Francisco Sánchez Hormazábal	Eduardo Apablaza Dau (**)	Directa: 13,12%	Directa: 13,12%	M\$ 7.555.951, que representa 13,51% del activo de la Coligante
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. (TRANSEMEL)	Sociedad Anónima Cerrada	6.921.846	Transporte y transformación de energía eléctrica	Presidente: Gonzalo Soto Serdio (*) Director: Rafael Blesa Martínez (*) Director: Francisco Sanchez Hormazábal (*)	Eduardo Apablaza Dau (**)	Directa: 5,0% Indirecta: 1,44%	Directa: 5,0% Indirecta: 1,44%	M\$ 1.411.983, que representa 2,52% del activo de la Coligante

(*) Director de la coligante

(**) Gerente General de la coligante

Relaciones Comerciales habidas con las Subsidiarias o Asociadas

A continuación se describen las operaciones comerciales habidas con las subsidiarias o asociadas durante el ejercicio 2017:

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	2017		2016	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CL \$	124.644.789	0	80.884.868	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (préstamos)	CL \$	129.946.943	0	75.495.877	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses cobrados	CL \$	79.426	79.426	38.394	38.394
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL \$	131	(131)	10.309	(10.309)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías profesionales	CL \$	334.723	(334.723)	288.198	(288.198)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL \$	46.932	(46.932)	70.496	(70.496)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	66.799	(66.799)	55.856	(55.856)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CL \$	201.141	(201.141)	157.285	(157.285)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	136.327	136.327	238.303	238.303
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	19.794	(19.794)	0	0
87601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	1.136	1.136	130	130
87601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	16.416	(16.416)	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	7.515	(7.515)	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	5.339	5.339	49.605	49.605
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Compra de energía y potencia	CL \$	19.754	(19.754)	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Asociada	Compra de energía y potencia	CL \$	15.161	(15.161)	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Asociada	Servicio de gestión de proyectos	CL \$	4.320	4.320	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Asociada	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	243.764	243.764	238.833	238.833
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Asociada	Venta de energía	CL \$	3.416	3.416	651	651
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Soporte call center	CL \$	0	0	21.508	(21.508)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de recaudación	CL \$	9.855	9.855	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Egresos por servicios de recaudación	CL \$	102.231	(102.231)	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	681.762	(681.762)	651.140	(651.140)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de equipos microinformáticos	CL \$	38.327	(38.327)	44.819	(44.819)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	0	0	283.700	(1.098)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	7.489	(7.489)	9.383	(9.383)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	5.078	(5.078)	924	(924)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicio administración de bodega	CL \$	23.878	(23.878)	20.987	(20.987)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	1.568.026	(89.149)	1.174.523	43.339
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de vehículos	CL \$	2.846	(2.846)	21.532	(21.532)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	22.316	22.316	21.847	21.847
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	129.597	(129.597)	174.237	(174.237)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL \$	0	0	8.000	(8.000)



Declaración de Responsabilidad

Los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información incorporada en la presente Memoria Anual:



Presidente
Rafael Salas Cox
RUT 9.609.399-3



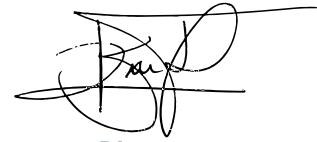
Vicepresidente
Gonzalo Soto Serdio
RUT 10.033.471-2



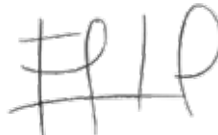
Director
Rafael Blesa Martínez
RUT 25.334.216-1



Director
Gonzalo Palacios Vásquez
RUT 5.545.086-2



Director
Francisco Sánchez Hormazábal
RUT 10.768.919-2



Gerente General
Eduardo Apablaza Dau
RUT 9.048.258-0

Santiago, marzo 2018



Memoria Anual 2017

Estados Financieros

Informe de Auditores Independientes	Pág. 62
Estado de Situación Financiera Clasificado	Pág. 64
Estado de Resultado por Función	Pág. 66
Estado de Resultado Integral	Pág. 67
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Pág. 68
Estado de Flujo Efectivo Directo	Pág. 69
Información Financiera Resumida Subsidiarias Directas o Coligadas	Pág. 70

Informe de Auditores Independientes



EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Empresa Eléctrica de Arica S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Arica S.A, que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

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

Responsabilidad del auditor

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

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.



Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Arica S.A al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Oscar Gálvez R.

EY Audit SpA.

Santiago, 26 de enero de 2018

Estado de Situación Financiera Clasificado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos)

ACTIVOS	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	160.687	133.458
Otros activos no financieros.	6.969	6.457
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	10.118.806	6.027.991
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	112.878	4.192.959
Activos por impuestos.	210.410	472.606
Total activos corrientes	10.609.750	10.833.471
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	43.258	28.323
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	9.031.419	8.918.045
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	2.817	3.515
Plusvalía.	362.644	362.644
Propiedades, planta y equipo.	33.721.738	31.006.226
Propiedad de inversión.	2.170.899	2.170.899
Total activos no corrientes	45.332.775	42.489.652
TOTAL ACTIVOS	55.942.525	53.323.123

Estado de Situación Financiera Clasificado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	31-12-2017	31-12-2016
	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	8.306.794	436.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.888.302	3.650.334
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	1.586.423	339.730
Otras provisiones.	168.633	150.455
Otros pasivos no financieros.	157.323	150.240
Total pasivos corrientes	15.107.475	4.727.267
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	0	8.899.187
Cuentas por pagar.	56.960	80.500
Pasivo por impuestos diferidos.	4.031.019	3.929.360
Provisiones por beneficios a los empleados.	700.600	692.121
Otros pasivos no financieros.	2.095.355	2.119.555
Total pasivos no corrientes	6.883.934	15.720.723
TOTAL PASIVOS	21.991.409	20.447.990
PATRIMONIO		
Capital emitido.	7.959.955	7.959.955
Primas de emisión	113.232	113.232
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	14.199.795	12.523.153
Otras reservas.	11.678.134	12.278.793
Total patrimonio	33.951.116	32.875.133
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	55.942.525	53.323.123

Estado de Resultados por Función

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos)

	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION		
Ingresos de actividades ordinarias.	33.719.682	31.774.147
Costo de ventas	(27.525.852)	(25.669.081)
Ganancia bruta	6.193.830	6.105.066
Otros ingresos, por función.	315.275	338.215
Gasto de administración.	(3.593.821)	(3.418.824)
Otras ganancias (pérdidas).	355.581	217.913
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	3.270.865	3.242.370
Ingresos financieros.	82.784	85.086
Costos financieros.	(508.122)	(523.394)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	320.007	416.117
Resultados por unidades de reajuste.	1.228	(5.487)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	3.166.762	3.214.692
Gasto por impuestos a las ganancias.	(697.803)	(614.406)
Ganancia (pérdida)	2.468.959	2.600.286
Ganancias por acción		
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	13,27	13,98
Ganancia (pérdida) por acción básica.	13,27	13,98

Estado de Resultados Integral

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos)

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	01-01-2017	01-01-2016
	31-12-2017	31-12-2016
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)	2.468.959	2.600.286
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	0	4.818.594
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	22.967	(844)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos	22.967	4.817.750
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos.	(14.783)	358.513
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos	(14.783)	358.513
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	8.184	5.176.263
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del periodo		
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	0	(1.301.021)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(6.201)	228
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	(6.201)	(1.300.793)
Otro resultado integral	1.983	3.875.470
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	2.470.942	6.475.756

Estado de Cambios en el Patrimonio

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos)

	RESERVAS						PATRIMONIO	
	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Superávit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2017	7.959.955	113.232	12.312.975	354.317	(388.499)	12.278.793	12.523.153	32.875.133
Patrimonio reexpresado	7.959.955	113.232	12.312.975	354.317	(388.499)	12.278.793	12.523.153	32.875.133
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)			-	-		-	2.468.959	2.468.959
Otro resultado integral			-	1.983		1.983		1.983
Total resultado integral			-	1.983		1.983	2.468.959	2.470.942
Dividendos.			-			-	(1.394.959)	(1.394.959)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(602.642)	-		(602.642)	602.642	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio			(602.642)	1.983		(600.659)	1.676.642	1.075.983
PATRIMONIO AL FINAL DEL EJERCICIO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017	7.959.955	113.232	11.710.333	356.300	(388.499)	11.678.134	14.199.795	33.951.116

	RESERVAS						PATRIMONIO	
	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Superávit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2016	7.959.955	113.232	8.851.415	336.443	(388.499)	8.799.359	11.572.771	28.445.317
Patrimonio reexpresado	7.959.955	113.232	8.851.415	336.443	(388.499)	8.799.359	11.572.771	28.445.317
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)			-	-		-	2.600.286	2.600.286
Otro resultado integral			3.857.596	17.874		3.875.470		3.875.470
Total resultado integral			3.857.596	17.874		3.875.470	2.600.286	6.475.756
Dividendos.			-			-	(2.045.940)	(2.045.940)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(396.036)	-		(396.036)	396.036	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio			3.461.560	17.874		3.479.434	950.382	4.429.816
PATRIMONIO AL FINAL DEL EJERCICIO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016	7.959.955	113.232	12.312.975	354.317	(388.499)	12.278.793	12.523.153	32.875.133

Estado de Flujo de Efectivo Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.	36.325.647	44.475.783
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	0	18.029
Otros cobros por actividades de operación.	2.538.634	3.345.007
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(34.247.668)	(33.666.102)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(1.478.797)	(1.602.654)
Otros pagos por actividades de operación.	(787.726)	(1.194.378)
Otros cobros y pagos de operación		
Dividendos recibidos	191.851	381.653
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(316.459)	(1.448.290)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	0	(736)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	2.225.482	10.308.312
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	3.277	0
Compras de propiedades, planta y equipo.	(4.810.989)	(2.521.008)
Compras de activos intangibles.	0	(2.795)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(4.807.712)	(2.523.803)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Préstamos de entidades relacionadas.	129.946.943	75.495.877
Pagos de préstamos.	(890.881)	0
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(124.644.789)	(80.884.868)
Dividendos pagados.	(1.402.126)	(2.050.506)
Intereses recibidos.	78.731	26.255
Intereses pagados.	(478.419)	(358.049)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	2.609.459	(7.771.291)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	27.229	13.218
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo o ejercicio.	133.458	120.240
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO O EJERCICIO	160.687	133.458

Información Financiera Resumida de Subsidiarias Directas o Coligadas

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)

	31-dic-17	31-dic-16
ACTIVOS		
Activos Corrientes	31.607.426	25.077.589
Activos No Corrientes	103.144.174	97.750.980
Total Activos	134.751.600	122.828.569
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	51.872.332	14.841.915
Pasivos No Corrientes	25.296.865	50.784.447
Total Pasivos	77.169.197	65.626.362
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	57.582.403	57.202.207
Total Patrimonio	57.582.403	57.202.207
Total Patrimonio y Pasivos	134.751.600	122.828.569
Estado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-17	31-dic-16
Ganancia Bruta	13.623.303	14.560.282
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	1.973.872	3.017.453
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(396.196)	(547.178)
Ganancia (Pérdida)	1.577.676	2.470.275
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	1.577.676	2.470.275
Estado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-17	31-dic-16
Ganancia (Pérdida)	1.577.676	2.470.275
Otro Resultado Integral	(112.650)	2.135.101
Total Resultado Integral	1.465.026	4.605.376
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora		
Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-17	31-dic-16
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.858.242	20.499.984
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(10.699.729)	(13.320.239)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	9.721.434	(8.494.133)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	879.947	(1.314.388)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	64	1.314.452
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	880.011	64
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2017	2016
	Patrimonio Total	Patrimonio Total
Saldo Inicial	57.202.207	55.128.101
Cambios en el Patrimonio	380.196	2.074.106
Saldo Final Ejercicio Actual	57.582.403	57.202.207

Empresa de Transmisión Eléctrica TRANSEMEL S.A.

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-17	31-dic-16
ACTIVOS		
Activos Corrientes	4.664.852	3.026.351
Activos No Corrientes	52.340.677	44.899.639
Total Activos	57.005.529	47.925.990
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	2.891.868	12.400.477
Pasivos No Corrientes	24.604.313	7.285.861
Total Pasivos	27.496.181	19.686.338
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	29.509.348	28.239.652
Total Patrimonio	29.509.348	28.239.652
Total Patrimonio y Pasivos	57.005.529	47.925.990
Estado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-17	31-dic-16
Ganancia Bruta	4.579.202	3.683.405
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	2.901.964	2.169.108
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(642.268)	(329.751)
Ganancia (Pérdida)	2.259.696	1.839.357
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	2.259.696	1.839.357
Estado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-17	31-dic-16
Ganancia (Pérdida)	2.259.696	1.839.357
Otro Resultado Integral	0	1.566.897
Total Resultado Integral	2.259.696	3.406.254
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	2.259.696	3.406.254
Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-17	31-dic-16
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	3.888.460	4.371.987
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(4.956.796)	(875.829)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	1.065.799	(3.493.621)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(2.537)	2.537
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	2.537	0
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	0	2.537
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2017	2016
	Patrimonio Total	Patrimonio Total
Saldo Inicial	28.239.652	25.823.398
Cambios en el Patrimonio	1.269.696	2.416.254
Saldo Final Ejercicio Actual	29.509.348	28.239.652

OFICINAS

OFICINA CENTRAL Y OFICINAS ADMINISTRATIVAS	CIUDAD	REGIÓN
Baquedano 731	Arica	I

OFICINAS TÉCNICAS Y COMERCIALES	CIUDAD	REGIÓN
Diego Portales 2442-A	Arica	I
Santa María 2724	Arica	I
Manuel Rodríguez 363	Arica	I

emelari

GRUPO CGE

www.emelari.cl