



elecda

GRUPO CGE



MEMORIA ANUAL

2013



MEMORIA ANUAL
2013

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
Nombre de Fantasía	ELECDA
Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Inscripción en el Registro de Valores	Nº 0333
Domicilio Legal	Av. Pedro Aguirre Cerda 5558, Antofagasta
RUT	96.541.920-9
Relación con el inversionista	Gonzalo Soto Serdio Tel. (2) 26807434 Correo electrónico: gisotos@cge.cl
Audidores Externos	Ernst & Young Limitada
Oficinas	Antofagasta , Av. Pedro Aguirre Cerda 5558, Tel. (55) 2681405 Antofagasta , Latorre 2361, Tel. (55) 2681551 Calama , Vivar 2044, Tel. (55) 2348302 Tocopilla , 21 de Mayo 1198, Tel. (55) 2813072 Taltal , Bilbao 646, Tel. (55) 2611141 · Fax (55) 2611151 Mejillones , San Martín 551, Tel. (55) 2621592
Sitio Web	www.elecda.cl



MEMORIA ANUAL

2013



CONTENIDO



elecda

GRUPO CGE



ELECDA

Carta del Presidente	4
Resumen Financiero Consolidado	6
Estructura de Propiedad	7
Composición del Directorio	8
Gestión 2013	10
Información de la Sociedad	16
Información para el Accionista	24
Información General	28
Estados Financieros	31
Estados Financieros Resumidos de Coligada	38
Declaración de Responsabilidad	39
Anexo 1	40

CARTA DEL PRESIDENTE



Estimados Señores Accionistas:

En nombre del Directorio de ELECDA, me es grato presentar a ustedes la Memoria Anual correspondiente al Ejercicio 2013.

El presente ejercicio finaliza al 31 de diciembre de 2013, con una utilidad de \$3.483 millones menor a la utilidad obtenida el año 2012 debido principalmente a efectos de la fijación tarifaria que entró en vigencia en noviembre de 2012 e ingresos no operacionales no recurrentes percibidos el año 2012.

Adicionalmente, durante 2013, el Grupo CGE y sus filiales continuó con sus operaciones en el marco de los nuevos lineamientos: eficiencia operacional, calidad de servicio y trabajo en equipo, focos estratégicos que fueron ampliamente difundidos entre nuestros colaboradores. Estos tres focos estratégicos continuarán guiando la gestión de 2014.

En el ámbito comercial, al 31 de diciembre de 2013, ELECDA contaba con 165.015 clientes a quienes suministró 870 GWh, lo que representa una variación respecto al año anterior de 3,19% y 6,29%, respectivamente.

Durante el Ejercicio 2013, en ELECDA se realizaron inversiones por \$4.510 millones, destinadas a construir nuevas instalaciones requeridas por el crecimiento de la demanda, al mejoramiento de la calidad del servicio y renovación de infraestructura eléctrica, con el objetivo de entregar mayor confiabilidad y calidad a nuestros clientes, velando siempre por mantener altos niveles de seguridad y continuidad de suministro.

Por otro lado, en términos tarifarios, en 2013 se dio término al proceso de tarificación del valor agregado de distribución con las publicaciones de los decretos que fijan las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales para el cuatrienio noviembre 2012 - noviembre 2016 y en materia regulatoria se registraron importantes avances a través de la promulgación de la Ley sobre Concesiones y Servidumbres Eléctricas, de la Ley de Ampliación de la Matriz Energética mediante Fuentes Renovables No Convencionales y de la Ley para promover la Interconexión de Sistemas Eléctricos Independientes.

En materia de suministro, destaca el resultado del proceso de licitación efectuado, en conjunto con el resto de las empresas distribuidoras del sistema, que contempló un bloque de suministro de energía desde 2013 hasta 2024, el cual permitió adjudicar, pese a todas las dificultades señaladas anteriormente, el 78% del volumen requerido.

Sin perjuicio de lo anterior, aún se requieren mayores esfuerzos para introducir perfeccionamientos integrales que permitan al sector eléctrico acompañar adecuadamente el desarrollo del país.



En otra materia, ELECDA, logró la recertificación en la Norma ISO 9.001 de Calidad de Servicio para todos los servicios de mantenimiento y construcción eléctrica por sobre las 1.500 UF, y la certificación de todos sus procesos en las normas ISO 14.001 de medioambiente y OHSAS 18.001 de Seguridad y Salud Ocupacional.

Para fortalecer las relaciones con la comunidad, la empresa continuó con su plan de acercamiento a Juntas de Vecinos de las comunas de Iquique, Alto Hospicio y Pica a través de charlas sobre seguridad eléctrica al interior del hogar. Estos encuentros tuvieron el objetivo de conocer requerimientos y estrechar la relación con nuestros clientes.

En el ámbito de los negocios en la gran minería, ELECDA se ha consolidado como un prestador confiable de servicios, mediante la ejecución de mantenimiento con personal especializado al interior de CODELCO en la División Radomiro Tomic y en Minera Escondida, además de servicios acordados con Sociedad Contractual Minera El Abra. Además, en mayo se adjudicó e implementó exitosamente el nuevo contrato de Mantenimiento Eléctrico del Sistema de Distribución de CODELCO División Gabriela Mistral, sectores Planta y Mina.

En cuanto al compromiso de nuestra empresa con la comunidad en que está inserta, este año continuamos colaborando con la campaña Misión Noche Buena, liderada por la Fundación CGE. Producto de esto, sólo a través de nuestras empresas fue posible entregar 3.698 cenas de Navidad a familias vulnerables de nuestra región. En total, la campaña benefició a más de 13 mil familias desde Arica a Puerto Williams.

De esta manera concluimos el Ejercicio 2013 luego de haber cumplido con grandes desafíos en materia de eficiencia operacional. Agradecemos el gran esfuerzo y compromiso de todos nuestros colaboradores, los cuales han permitido trabajar orientados hacia la eficiencia, el servicio al cliente y el trabajo colaborativo. Esperamos que el próximo año venga también lleno de desafíos, los cuales –estamos seguros– este equipo de trabajo comprometido y capacitado, podrá enfrentar de manera exitosa.

Rafael Salas Cox
Presidente

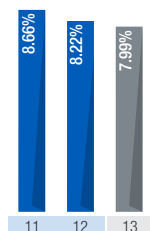
RESUMEN FINANCIERO CONSOLIDADO

Indicadores financieros	2013	2012	2011
(Cifras en miles de \$)			
Resultados del ejercicio			
Ganancia bruta	12.746.832	13.066.750	12.434.109
Gastos de administración	(6.512.336)	(6.521.266)	(6.145.514)
Otros ingresos (gastos)	(2.751.718)	(2.024.708)	(1.803.559)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	3.482.778	4.520.776	4.485.036
Activos corrientes	16.978.705	23.498.461	20.740.008
Activos no corrientes	71.225.536	69.325.850	64.575.496
Total activos	88.204.241	92.824.311	85.315.504
Pasivos corrientes	17.644.968	30.141.519	15.942.893
Pasivos no corrientes	26.637.616	19.815.667	27.329.194
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	43.921.657	42.867.125	42.043.417
Total pasivos y patrimonio	88.204.241	92.824.311	85.315.504
Número de acciones	180.804.998	180.804.998	180.804.998
Utilidad por acción (\$/acción)	19,26	25,00	24,81
Precio bursátil de cierre (\$/acción)	400,00	420,00	430,00
Liquidez corriente (veces)	0,96	0,78	1,41
Razón de endeudamiento (total pasivos/patrimonio)	1,01	1,17	0,92

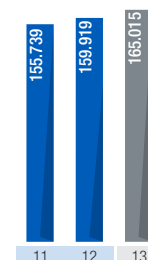
Líneas de BT (km) (0,220 -0,380 kV)	Líneas de MT (km) (13,2 - 23 kV)	Capacidad instalada en trafo de Dx propios (MVA)	Capacidad instalada en trafo de Dx particulares (MVA)	Retiros de energía (GWh)	Líneas de STx en 154, 110 y 66 kV (km)	Capacidad de transformación AT/AT (MVA)	Capacidad de transformación AT/MT (MVA)
1.419	781	197	275	948	128	-	318

* El detalle de las principales propiedades y sus características más relevantes con que cuenta la Sociedad, así como los terrenos reservados para el desarrollo futuro de proyectos se encuentran indicados en el anexo 1.

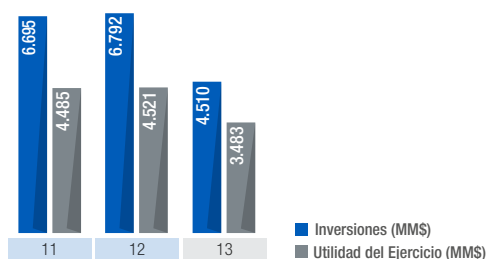
% de Pérdidas



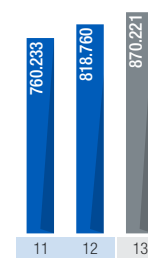
Clientes



Inversiones y Utilidad del Ejercicio (MM\$)



Ventas Físicas (MWh)



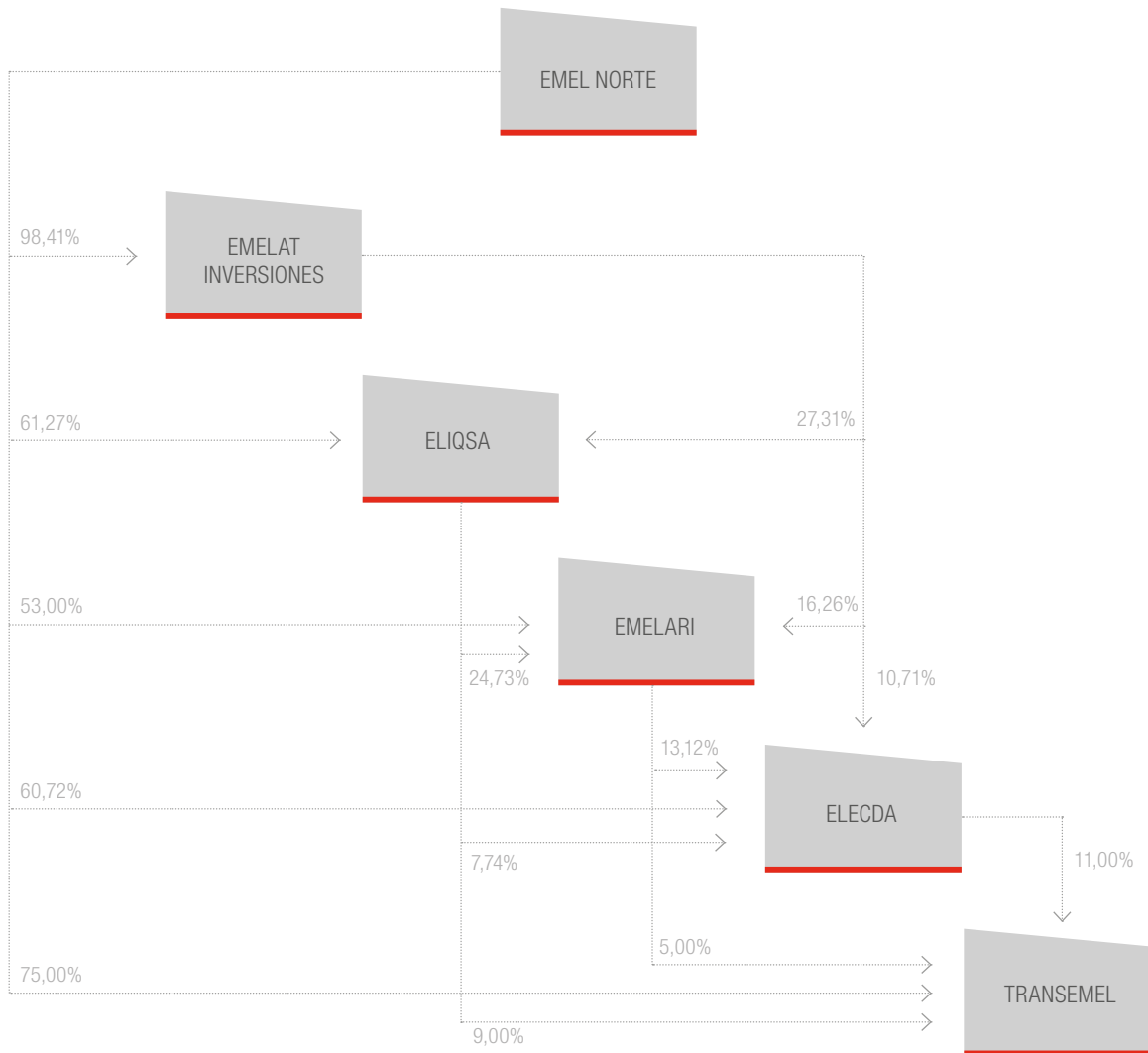
ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

Las empresas de Emel se estructuran como un conjunto de sociedades cuya propiedad es controlada por EMEL Norte S.A. De ésta dependen tres compañías de distribución de energía eléctrica y una de transmisión, todas ellas en el SING.

Todas las sociedades de distribución eléctrica bajo la administración de EMEL Norte: EMELARI, ELIQSA y ELECDA, son sociedades anónimas abiertas y cotizan en la Bolsa de Comercio de Santiago.

Por su parte ELECDA tiene una participación directa en TRANSEMEL de un 11,00%.

Todas estas sociedades del área eléctrica se encuentran inscritas en la Superintendencia de Valores y Seguros y cumplen con las obligaciones que de ella emanan.



COMPOSICIÓN DEL DIRECTORIO

El Directorio de la Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. está constituido de la siguiente manera:



PRESIDENTE
Rafael Salas Cox
Abogado
RUT: 9.609.399-3



VICEPRESIDENTE
Eduardo Morandé Montt
Ingeniero Comercial
RUT: 7.024.596-5



DIRECTOR
José Luis Hornauer Herrmann
Empresario
RUT: 5.771.955-9



DIRECTOR
Andrés Pérez Cruz
Ingeniero Agrónomo
RUT: 7.561.860-3

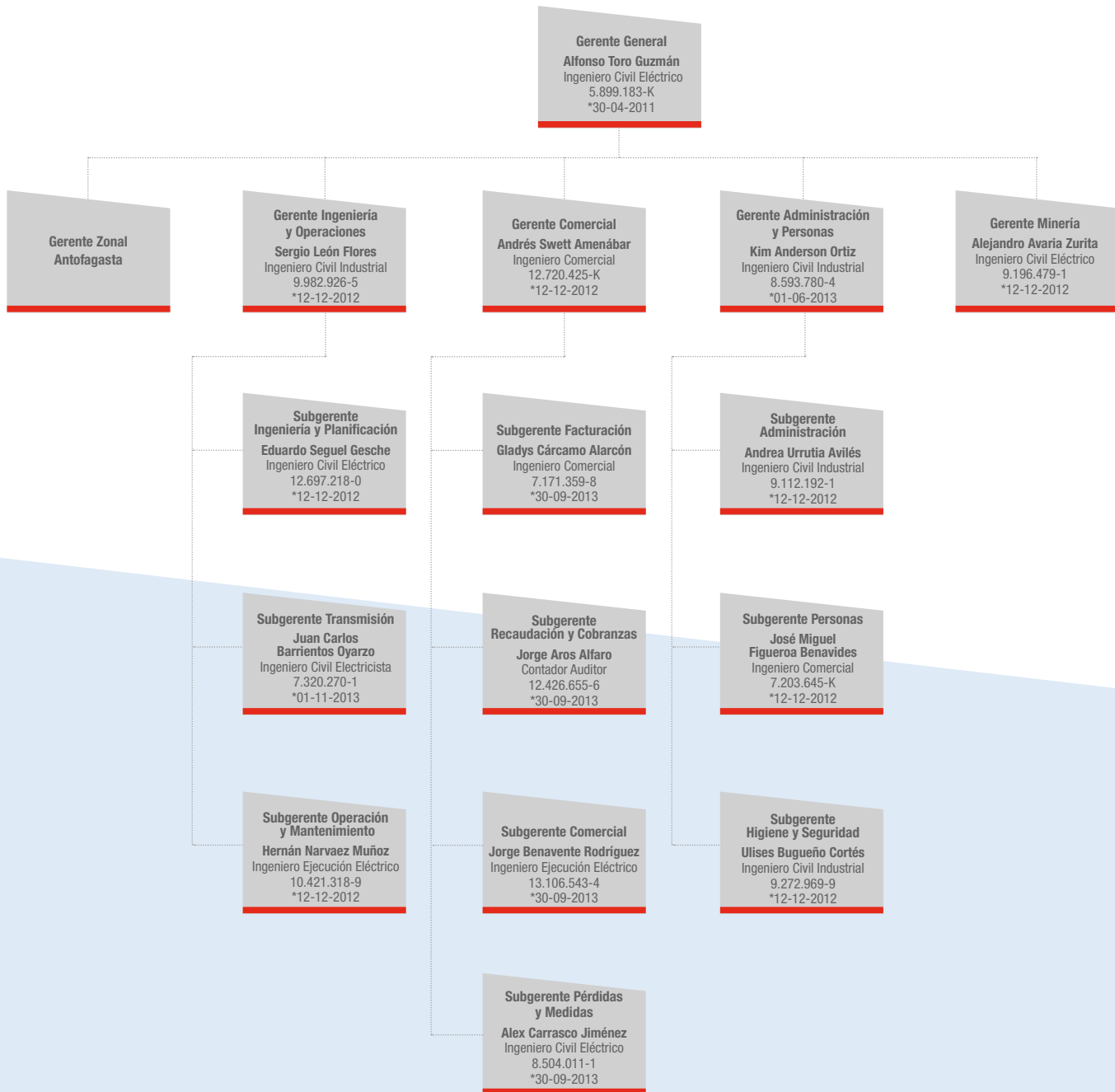


DIRECTOR
Jorge Eduardo Marín Correa
Administrador de Empresas
RUT: 7.639.707-4



GERENTE GENERAL
Alfonso Toro Guzmán
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 5.899.183-k

ORGANIGRAMA GERENCIAL



* Fecha de nombramiento del Ejecutivo

La gestión 2013 de ELECDA estuvo marcada por los buenos resultados obtenidos en términos de clientes, colaboradores y financieros.

Durante este ejercicio y producto del proceso de continuidad de la restructuración que vivieron CGE y sus filiales durante el año 2012, la marcha de la empresa mantuvo la definición de los tres focos estratégicos: Calidad de Servicio, Eficiencia Operacional y Trabajo en Equipo.

Al 31 de diciembre de 2013, la sociedad contaba con 165.015 clientes a quienes suministró 870 GWh con una variación respecto del año anterior de 3,19% y 6,29%, respectivamente. La inversión materializada en el ejercicio alcanzó a \$ 4.510 millones que se destinaron principalmente a satisfacer la demanda de energía de sus clientes, obras para nuevos clientes, disminución de las pérdidas de energía, renovación de algunas instalaciones y al mejoramiento de la calidad de suministro. Asimismo, alcanzó una utilidad de \$ 3.483 millones, lo que significó una variación de -22,96% respecto al año 2012.

Finalmente, podemos decir que los resultados obtenidos el año 2013 reflejaron positivamente la maduración de la internalización de los focos estratégicos.

Gestión Regulatoria

El marco regulatorio que norma la actividad principal de EMELARI, ELIQSA, ELECDA y TRANSEMEL se encuentra definido en el DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción — Ley General de Servicios Eléctricos—, el Decreto Supremo N° 327-1997 del Ministerio de Minería —Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos—, los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (MINECON), del Ministerio de Energía (MINENERGIA), de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC).

Costos de Explotación

Mediante Resolución Exenta N°2282 del 10 de diciembre de 2013, SEC fijó los costos de explotación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, correspondientes al ejercicio del año 2012.

La fijación efectuada por la autoridad se tradujo en una reducción del 1,1%, 4,6% y 2,1%, de los valores presentados por EMELARI, ELIQSA y ELECDA, respectivamente y del 3,3% del total de la industria.

Debido a que existen fundadas estimaciones de que la reducción efectuada no tendrá efecto material en el proceso de chequeo de rentabilidad de la industria correspondiente al ejercicio 2012, EMELARI, ELIQSA y ELECDA decidieron no presentar discrepancias ante el Panel de Expertos por la fijación de costos de explotación efectuada por SEC mediante la citada Resolución Exenta N° 2282-2013.

Aumento y Retiro de Instalaciones

Con fecha 30 de enero de 2013, las empresas EMELARI, ELIQSA y ELECDA presentaron a SEC la información del proceso de aumentos y retiros de sus instalaciones de distribución correspondientes al año 2012.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 1122 del 30 de abril de 2013, SEC rechazó una parte de las instalaciones comunicadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, por considerarlas innecesarias o excesivas, y otra parte, por no haberse ajustado al plan de cuentas establecido por ella o por otras causales no tipificadas en la ley.

Considerando que existen fundadas razones para estimar que el rechazo efectuado por SEC no tiene efectos materiales, dado que la tasa de rentabilidad económica de la industria se encuentra por debajo de su límite superior establecido en la ley, EMELARI, ELIQSA y ELECDA decidieron no presentar ningún tipo de recurso en contra de la Resolución Exenta N° 1122-2013, ya referida.

Proceso de Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD)

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada cuatro años se debe efectuar el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD), basado en el dimensionamiento de empresas de distribución modelo, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

En 2012 correspondía efectuar la fijación de las fórmulas tarifarias correspondientes al cuatrienio noviembre 2012 - noviembre 2016. Así, durante dicho año se realizaron los estudios correspondientes al proceso de determinación de las nuevas fórmulas.

El 2 de abril de 2013 fue publicado el decreto 1T/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios efectuados por las empresas distribuidoras.

Fijación de peajes de distribución

El 27 de septiembre fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 2T/2013, mediante el cual se fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución.

Fijación de Precios de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución

En virtud de lo dispuesto en el artículo 184° del DFL N° 4-2006 de MINECON y en el artículo 5° del Decreto N° 341-2007 de MINECON, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de los Servicios No Consistentes en Suministro de Energía, en el año 2012 se dio inicio a dicho proceso de fijación.

Así, en virtud de lo establecido en el artículo 13° del Reglamento, el 21 de diciembre de 2012 CNE informó la publicación del "Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución", elaborado por el consorcio SYNEX - MERCADOS ENERGÉTICOS.

El 11 de enero de 2013, las empresas distribuidoras presentaron sus observaciones al estudio elaborado por el consultor.

El 21 de febrero de 2013, en virtud de lo establecido en el artículo 15° del Reglamento para la Fijación de Precios de los Servicios No Consistentes en Suministro de Energía, CNE comunicó la publicación del Informe Técnico "Fijación de fórmulas tarifarias de servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución de electricidad".

En conformidad con lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento, el 7 de marzo de 2013, las empresas distribuidoras notificaron sus discrepancias a CNE, y el 28 de marzo de 2013, presentaron dichas discrepancias al Panel de Expertos.

El 13 de mayo de 2013, el Panel de Expertos emitió sus dictámenes respecto de las discrepancias presentadas por las empresas distribuidoras, en el marco del proceso de fijación de precios de servicios asociados.

En dichos dictámenes, el Panel de Expertos aceptó los valores presentados por las empresas distribuidoras del Grupo CGE en discrepancias relacionadas con:

- Utilidad del contratista (áreas 2 y 5).
- Vida útil de herramientas, instrumentos y otros elementos (áreas 2, 3, 4 y 5).
- Tiempos de traslado para actividades en el servicio de apoyo en postes (áreas 2, 3, 4 y 5).
- Composición y nivel de las cuadrillas (áreas 2, 3, 4 y 5).

El 8 de octubre de 2013, CNE hizo entrega del Informe Técnico elaborado con posterioridad a los dictámenes del Panel de Expertos.

Hasta la fecha, el decreto de fijación correspondiente se encuentra pendiente de publicación.

Proceso de Tarificación de Sistemas de Subtransmisión

El 9 de abril de 2013 fue publicado el Decreto 14-2012 de MINENERGÍA, mediante el cual se fijan tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, para el cuatrienio 2011-2014, con vigencia a contar del 1 de enero de 2011.

Por otro lado, la Ley Eléctrica establece que 3 meses antes de la publicación de las bases preliminares de los estudios vinculados a la fijación tarifaria del segmento de subtransmisión, CNE debe abrir un proceso de registro de instituciones y usuarios, los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio.

Así, mediante Resolución Exenta N° 540 del 2 de septiembre de 2013, CNE declaró abierto el proceso para formar dicho registro, en el marco de la fijación de tarifas de subtransmisión para el cuatrienio 2015-2018.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 754, de fecha 29 de noviembre de 2013, CNE aprobó las Bases Preliminares de los Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión y, mediante Resolución Exenta N° 773 del 9 de diciembre de 2013, CNE aprobó la lista de consultores seleccionables para la elaboración de los Estudios.



Gestión Comercial

La gestión comercial durante el 2013 estuvo enfocada principalmente en la mejora continua de los procesos de atención al cliente y de operaciones comerciales.

Respecto del proceso de atención de clientes, se mantuvo la revisión del protocolo de atención en Contact Center, mediante la evaluación de las grabaciones de atenciones telefónicas. Adicionalmente, se amplió la revisión a otros puntos de contacto abarcando los procesos de lectura y reparto, emergencias, corte y reposición y recaudación. Así también se continuó con el proceso de aseguramiento de calidad, que tiene como fin último cumplir en forma oportuna a nuestros clientes, ante las distintas solicitudes que realizan.

Por otra parte, durante el 2013 se mantuvo el contrato para atención de consultas y requerimientos a través del Contact Center, con acuerdos de nivel de servicios mejorados, lo cual junto con el seguimiento periódico de la gestión de este canal, logró mejorar el índice de lealtad neto en 0.86 puntos porcentuales, de acuerdo a la encuesta anual de medición de satisfacción de clientes.

Eficiencia Energética

En esta línea de negocio se logró ingresos por sobre los \$ 400 millones de ventas a clientes del segmento empresas, entre los cuales incluyó a Constructora Huaquén, Hotel Diego de Almagro y Hotel Geotel en sistemas solares térmicos. Se desarrolló además un proyecto de iluminación eficiente LED para Hotel Diego de Almagro en Calama.

Relación con la Comunidad

Durante el 2013, ELECDA continuó con el programa de acercamiento con las juntas de vecinos de la región, desarrollando 26 reuniones, las cuales se efectuaron con el fin de aumentar y mejorar la relación de la empresa con las comunidades organizadas.

Dentro de este ámbito, las principales campañas y actividades realizadas fueron las siguientes:

Campaña contra el Choque de Postes: Esta campaña tuvo como objetivo anticiparse a las fiestas de fin de año y evidenciar todas las consecuencias producidas por la conducción no responsable y, específicamente, aquellas que se producen por el choque de postes. Adicionalmente este año se puso en evidencia aquellas intersecciones o lugares con mayor ocurrencia de estos eventos.

Campaña Serpentina Metálica: ELECDA desarrolló una vez más la campaña por el uso responsable de la serpentina metálica durante las fiestas de fin de año. Para ello difundió mensajes a través de prensa escrita y se utilizaron frases radiales.

Campaña Misión Noche Buena: ELECDA participó con entusiasmo de la "Campaña Misión Noche Buena 2013", que se realizó por quinta vez en todo el Grupo CGE y que aportó 13.258 cajas de Navidad a familias de escasos recursos a lo largo de Chile. Esta iniciativa, realizada en coordinación con la Iglesia Católica y liderada por la Fundación Grupo CGE, permitió que muchísimas familias tuvieran una Navidad digna, además de generar una instancia de encuentro y compromiso regional que fomenta la colaboración entre empresas, universidades, gremios, colegios, colaboradores externos y clientes que se unieron en torno a un esfuerzo solidario y objetivo común. Concretamente, ELECDA logró este año aportar 3.698 cajas lo cual significó superar en un 264% la meta asignada a principios de año.

Gestión de Operaciones

Inversiones Operacionales

En ELECDA se realizaron inversiones durante el año 2013 por MM\$ 4.510, con el objetivo de asegurar el crecimiento del EBITDA y rentabilizar los activos en explotación. En este sentido, las iniciativas más relevantes tuvieron relación con la disminución de las pérdidas eléctricas y la renovación de aquellas instalaciones que permiten mantener las condiciones de seguridad y de calidad del suministro eléctrico de nuestros clientes (MM\$ 1.563). Otro aspecto importante de las inversiones durante el año, tuvo relación con la incorporación de infraestructura eléctrica necesaria para abastecer los aumentos de demanda y conexiones de nuevos clientes en la zona de concesión (MM\$ 922). Adicionalmente se realizaron inversiones asociadas a servicios a la Minería (MM\$704). Finalmente, el tercer foco relevante del año, se originó en el traslado y adecuación de instalaciones solicitadas por entidades estatales y municipales (MM\$ 308).

Infraestructura Eléctrica

Al 31 de diciembre de 2013, ELECDA cuenta con las siguientes instalaciones de distribución:

Líneas de media tensión (km)	781
Líneas de baja tensión (km)	1.419

La tabla anterior considera instalaciones propias y de particulares, cuya apertura en líneas de MT es 679 km propios y 102 km de particulares, mientras que la apertura para las líneas de BT es 1.146 km propios y 273 km particulares.

ELECDA tiene una potencia total instalada de 472 MVA con potencias instaladas de 197 MVA en instalaciones propias y 275 MVA en instalaciones particulares.

Calidad de Servicio

En julio de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) informó mediante oficio circular el ranking de empresas concesionarias de servicio público de distribución del año 2012, en el cual ELECDA obtuvo una nota 7,52 sobre 10 puntos, que la llevó a ocupar el 14° lugar entre las 16 empresas distribuidoras con más de 30 mil clientes. No obstante lo anterior, al considerar sólo lo relacionado con la nota por índices de continuidad de servicio, ELECDA ocupó el 15° lugar en el mismo segmento de empresas.

La composición de esta calificación considera en un 50% la nota obtenida por índices de continuidad de servicio (7,80), en un 37,5% la nota obtenida en la encuesta de calidad de servicio (7,46), y en un 12,5% la nota por reclamos efectuados en SEC por parte de nuestros clientes (6,55).

Para el período SEC 2013 que considera desde diciembre 2012 a noviembre 2013, los indicadores de continuidad de suministro, que sirven para controlar y supervisar la calidad de servicio recibida por los clientes, presentaron una frecuencia media de 7,52 interrupciones al año, con un tiempo medio total de interrupción por cliente de 14,71 horas al año.

En el ámbito propio de la distribución, es decir, descontando las interrupciones en los sistemas de generación, transmisión y subtransmisión, los índices para el año 2013 presentaron una frecuencia media de 5,12 interrupciones al año y un tiempo medio de interrupción por cliente de 11,52 horas al año. Sin considerar las interrupciones producidas por fuerza mayor o casos fortuitos, los índices llegaron a 1,97 interrupciones promedio y 4,15 horas al año por cliente, con lo que se cumplió satisfactoriamente con las exigencias de continuidad del suministro establecidas por la autoridad.

Subtransmisión

En el año 2013, ELECDA reforzó su sistema de subtransmisión con el aumento de potencia de la Subestación La Negra a 23 MVA. Asimismo, se mejoró los enlaces de comunicaciones hacia el Centro de Control en Alta y Media Tensión e implementó un sistema que permite la habilitación y deshabilitación a distancia de la reconexión en cabecera de alimentadores en las subestaciones de poder. Esta actividad se realiza a través del monitoreo y mando directo desde el Centro de Control de Antofagasta. Con esto se logra acortar tiempos durante la operación de las líneas al no tener que realizar esta función presencialmente en subestaciones.

En el presente año se programó una innovadora lógica entre los equipos de protecciones eléctricas de Subestación Esmeralda y La Portada, destinada a abrir monopolarmente los interruptores de poder utilizando la red de comunicaciones Ethernet. Esta implementación actúa como respaldo en caso de falla de la comunicación de las protecciones eléctricas con fibra óptica.





Servicios a la Minería

En el segmento de Servicios a la Minería, ELECDA ejecuta servicios eléctricos de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo y proyectos eléctricos especiales de construcción de líneas aéreas en los niveles de distribución y transmisión, construcción de subestaciones de poder, estudio y diseño de proyectos eléctricos, como también diagnóstico de equipos e instalaciones.

Estos servicios son administrados por la Gerencia de Servicios a la Minería, creada para desarrollar una gestión estratégica de estos servicios y para potenciar las relaciones con la minería en el norte grande, de manera de convertir a ELECDA en socio estratégico de esta área y agregar valor a nuestra empresa.

En mayo 2013, ELECDA adjudicó e implementó exitosamente el nuevo contrato de Mantenimiento Eléctrico del Sistema de Distribución de CODELCO División Gabriela Mistral, sectores Planta y Mina. La adjudicación de este contrato marca un hito en nuestra empresa, ya que posiciona a ELECDA como un importante actor en el segmento de mantenimiento eléctrico en la gran minería, ejecutando servicios a las áreas de líneas y equipos de distribución, salas eléctricas, mantenimiento sector planta y sector mina, al interior de una de las operaciones mineras más tecnológicamente avanzadas a nivel mundial.

En octubre de 2013, ELECDA adjudicó el proyecto de tendido de postes y línea 23kV por obras complementarias a piscina de reimpulsión División Radomiro Tomic, con un plazo de ejecución de cuatro meses, a través del contrato de mantenimiento vigente con CODELCO División Radomiro Tomic.

Se mantiene la ejecución de servicios a la División Radomiro Tomic de Codelco, alcanzando en diciembre 2013, treinta y dos meses de servicio desde su puesta en marcha, sin accidentes a la fecha, así como también continua la exitosa ejecución del contrato de mantenimiento y operación del sistema eléctrico de distribución de Minera Escondida Limitada, mina de cobre a tajo abierto más grande del mundo, y el contrato de mantenimiento a líneas de media tensión para Minera El Abra SCM.

También, durante el 2013, ELECDA renovó la certificación del Sistema Integrado de Gestión por su gestión de calidad, salud ocupacional, seguridad y medio ambiente bajo el estándar de las normas internacionales ISO 9.001, ISO 14.001 y OHSAS 18.001. Con ello, ELECDA potenció sus capacidades para participar en la prestación de servicios de mantenimiento a la industria minera.

En su conjunto, los contratos de servicio a la minería presentan numerosas proyecciones para ELECDA, le otorgan una gran experiencia en los servicios de mantenimiento y construcción y la posicionan en un lugar destacado dentro de los servicios a la gran minería en el norte grande.

Gestión de Personas

El accionar de Gestión de Personas tuvo como sus principales focos mejorar la eficiencia operacional y el servicio a los colaboradores de la Empresa, en este contexto se participó activamente en el levantamiento de procesos de Nómina y de Gestión del Tiempo para la futura implementación de nuevos sistemas; y además se siguió promoviendo el aprendizaje para aumentar la productividad del personal a través de cursos destinados a reforzar las competencias y las habilidades técnicas, y también en conjunto con CGE se implementaron cursos masivos de capacitación a través de e-learning.

A fin de año se realizó la Encuesta de Clima Organizacional con el Departamento de Sociología de la Universidad Católica para conocer la percepción de los colaboradores y así poder focalizar durante el año 2014 las acciones y ayudas al personal en aquellas dimensiones más requeridas y que presenten una evaluación más baja.

Se trabajó en conjunto con la Gerencia de Minería para la licitación, adjudicación y puesta en marcha del nuevo contrato de servicios a Codelco Chile, División Gabriela Mistral, habiéndose integrado a todo el personal competente, más de 40 personas, en tiempo y forma. Con este nuevo contrato ya son más de seis las faenas de la gran minería con servicios de mantención eléctrica permanente otorgados por nuestras empresas.

Con la activa participación de los colaboradores, establecimientos educacionales, organizaciones empresariales y de empresas que desde hace varios años realizan su contribución, se logró la meta establecida para la Campaña Misión Noche Buena, recolectándose en ELECDA una significativa cantidad de cajas de alimentos para las familias de escasos recursos. En esta oportunidad se enfatizó el voluntariado a través de diversas iniciativas a nivel local de cada establecimiento,

En ELECDA, las organizaciones sindicales se reunieron en dos grupos negociadores, no se alcanzó acuerdo durante el período de negociación colectiva resolviéndose en el caso de los tres sindicatos no federados en arbitraje del Sr. Patricio García Parot, quien resolvió por el proyecto de contrato colectivo presentado a dicha instancia por la Empresa. En el caso del sindicato federado de ELECDA, a la fecha, de los árbitros designados no ha habido alguno que se haga cargo.

Seguridad y Salud Ocupacional

Durante el año se reforzaron los aspectos culturales en materia de Seguridad y Salud Ocupacional. A través del programa de Prevención y de Medioambiente, toda la organización se involucró en las distintas actividades que permitieron obtener la certificación para todos los procesos de la compañía en las normas internacionales ISO 14.001 de Medioambiente y la OHSAS 18.001 de Seguridad y Salud Ocupacional. Para los servicios a terceros por sobre los 1.500 UF, se logró la recertificación de la norma internacional ISO 9.001 de Calidad.

Se logró una rebaja en el pago de la cotización adicional del seguro de accidentes de trabajo de un 1,63 a un 1,29, seguro regulado por la ley 16.744.

Gestión de Administración y Finanzas

Desde el año 2009 ELECDA emite sus estados financieros bajo la norma IFRS (International Financial Reporting Standards).

En materia de financiamiento, durante el 2013 ELECDA refinanció un crédito por \$ 6.458 millones que suscribió con el Banco BBVA y transfirió la deuda al Banco Estado, para consolidar todos los créditos con ésta última institución.



INFORMACIÓN DE LA SOCIEDAD

Personas

ELECDA al 31 de diciembre de 2013 y 2012 contaba con la siguiente estructura de colaboradores:

Categoría	2012	2013
Gerentes y ejecutivos principales	2	0
Profesionales, administrativos y técnicos	13	13
Trabajadores	212	277
Total	227	290

Documentos Constitutivos

La Sociedad Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. 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 Antofagasta a fojas 972 bajo el N° 367 el 9 de noviembre de 1988.



Propiedad y Control

El capital de ELECDA al 31 de diciembre de 2013 se compone en 180.804.998 acciones, distribuidas en 1.040 accionistas, siendo las 12 mayores participaciones las que se detallan a continuación:

Razón Social o Nombre Accionista	Acciones	Participación (%)
EMEL NORTE S.A.	109.792.960	60,7245%
EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A.	23.725.188	13,1220%
EMELAT INVERSIONES S.A.	19.367.019	10,7116%
EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A.	14.000.000	7,7431%
INVERSIONES ORO LIMITADA	2.000.000	1,1062%
INVERSIONES TACORA LTDA.	612.241	0,3386%
MENA DÍAZ, JOSÉ HUMBERTO	610.347	0,3376%
BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	536.053	0,2965%
INVERSIONES UNIÓN ESPAÑOLA S.A.	474.786	0,2626%
INVERSIONES UNESPA S.A.	368.897	0,2040%
INVERSIONES GUALLATIRI LTDA.	364.328	0,2015%
MINERA EL CARMEN S.A.	316.180	0,1749%
OTROS ACCIONISTAS	8.636.999	4,7770%
Total acciones	180.804.998	100,0000%



En conformidad a lo establecido en el artículo 97 y siguientes de la Ley 18.045, Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) es el controlador de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. con una participación accionaria indirecta de 90,66%, a través de las sociedades EMEL Norte S.A. Empresa Eléctrica de Arica S.A., EMELAT Inversiones S.A. y Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

Compañía General de Electricidad S.A. no posee controlador al 31 de diciembre de 2013. Sin embargo, las personas naturales o jurídicas que poseen directamente o a través de otras personas naturales o jurídicas, acciones que representan el 10% o más del capital de Compañía General de Electricidad S.A., son las siguientes:

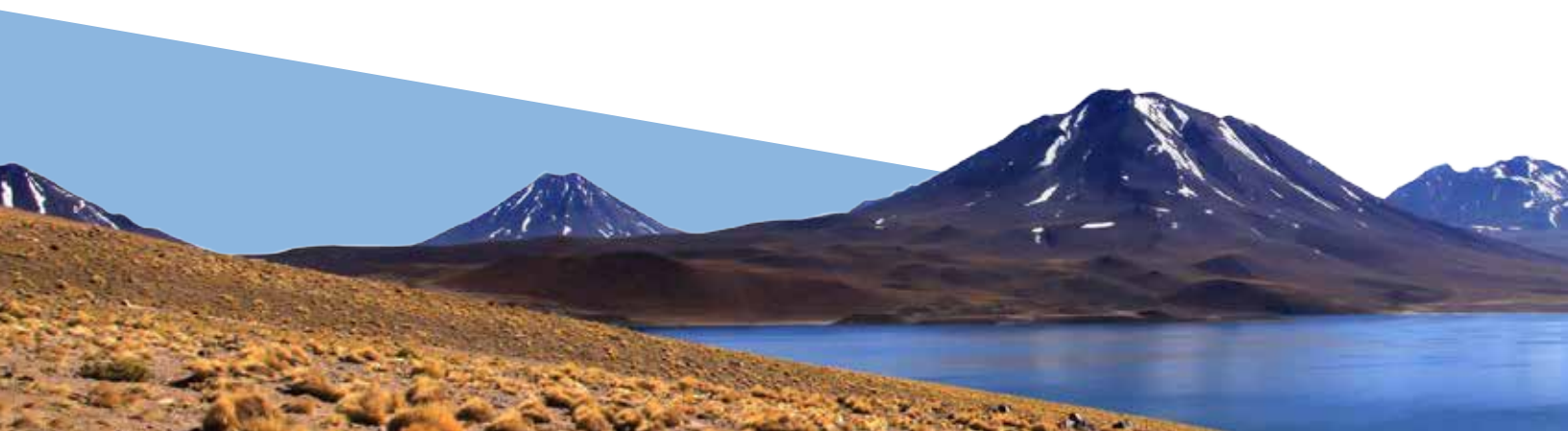
Accionistas que poseen el 10% o más del capital de CGE:

	RUT	Participación
INDIVER S.A.	94.478.000-9	11,2649%

Los denominados Grupo Familia Marín, Grupo Almería y el Grupo Familia Pérez Cruz, individualmente considerados, poseen a través de las personas naturales y jurídicas que se indicarán a continuación, acciones que representan respectivamente el 22,6358%, 20,9906% y 11,3580% del capital de CGE:

Grupo Familia Marín	RUT	Participación
CONST. DE VIV. ECON. STA. MARTA LTDA.	86.911.800-1	6,26465%
INVERSIONES HEMACO LTDA.	96.647.170-0	4,57009%
DOÑA MARÍA LORETO S.A.	96.721.970-3	3,47930%
FOGER SOC. DE GES. PATRIMONIAL LTDA.	79.685.990-3	3,23166%
RENTAS KUREWÉN S.A.	79.883.900-4	0,98651%
RENTAS E INVERSIONES SAN ANTONIO LTDA.	79.944.140-3	0,86145%
INVERSIONES EL MAYORAZGO LTDA.	96.803.670-K	0,46585%
MARÍN Y CÍA.S.A.	88.079.100-1	0,46406%
SOCIEDAD DE RENTAS DON ERNESTO LTDA.	79.944.150-0	0,41883%
POLO SUR SOCIEDAD DE RENTAS LIMITADA	79.685.260-7	0,15927%
COMPAÑÍA DE RENTAS EPULAFQUÉN LTDA.	78.802.860-1	0,15406%
COMPAÑÍA GENERAL DE RENTAS LTDA.	78.777.760-0	0,14913%
SOCIEDAD DE RENTAS SANTA MARTA	96.721.500-7	0,14807%
DON GUILLERMO S.A.	96.721.490-6	0,14003%
SOCIEDAD CIVIL DE RENTAS HUIHSHUE LTDA.	78.511.400-0	0,14001%
COMPAÑÍA DE RENTAS LIMAR LTDA.	77.311.230-4	0,11794%

Grupo Familia Marín	RUT	Participación
FMR RENTAS GENERALES	76.321.069-3	0,10700%
COMPAÑÍA DE RENTAS TRIGAL LTDA.	77.309.810-7	0,10428%
RENTAS PADUA LTDA.	76.005.220-5	0,09126%
RENTAS LAS ROCAS LTDA.	76.005.480-1	0,08965%
RENTAS SANTA BLANCA LTDA.	76.005.420-8	0,08138%
RENTAS KIEV LTDA.	76.005.400-3	0,07810%
RENTAS SAN RAMÓN LTDA.	76.005.360-0	0,07586%
MARÍN ESTÉVEZ, FRANCISCO JAVIER	2.773.387-5	0,04811%
MARÍN JORDÁN, JOSÉ ANTONIO	8.541.799-1	0,04739%
CORREA DE MARÍN, MARÍA LUZ	2.903.022-7	0,04679%
RENTAS CAMINO MIRASOL LTDA.	78.547.560-7	0,03149%
MARÍN JORDÁN, RAFAEL ANDRÉS	8.541.800-9	0,01627%
MARÍN JORDÁN, MARÍA ELENA	8.351.573-2	0,01373%
MARÍN JORDÁN, FRANCISCO JAVIER	8.351.571-6	0,01199%
JORDÁN DE MARÍN, ELENA	3.010.063-8	0,01016%
ALAMOS OLIVOS, MARÍA CAROLINA	10.045.492-0	0,00950%
MARÍN CORREA, MARÍA LUZ	7.205.867-4	0,00949%
MARÍN CORREA, MARÍA LORETO	7.678.119-2	0,00497%
MARÍN CORREA, MARTA EUGENIA	8.131.765-8	0,00405%
MARÍN CORREA, GUILLERMO	6.337.692-2	0,00213%
MARÍN CORREA, MARÍA JOSEFINA	7.678.118-4	0,00064%
CERDA COSTABAL, XIMENA	11.847.354-K	0,00035%
HIRTH INFANTE, MARÍA DE LOS ÁNGELES	9.827.021-3	0,00027%
Participación Grupo Familia Marín		22,6358%



Grupo Almería	RUT	Participación
INVERSIONES TUNQUÉN S.A.	96.607.940-1	5,56769%
INVERSIONES ALMERÍA S.A.	96.565.850-5	4,50519%
INVERSIONES QUITRALCO S.A.	96.607.900-2	4,48738%
INVERSIONES LOS ACACIOS S.A.	96.597.440-7	3,65521%
INVERSIONES ALSACIA S.A.	96.607.960-6	1,22851%
INVERSIONES EL QUISCAL S.A.	96.607.950-9	0,66872%
INMOBILIARIA LOS OLIVOS S.A.	95.481.000-3	0,11788%
INVERSIONES LESONIA LTDA.	77.106.760-3	0,08672%
HORNAUER LÓPEZ, JUAN	2.803.740-6	0,07850%
HEINSEN WIDOW, GABRIELLE MARGARITA	2.425.161-6	0,07640%
INVERSIONES CAUCURA LTDA.	77.106.780-8	0,07531%
RENTAS INVERLAND LTDA.	76.255.610-3	0,05686%
HORNAUER OLIVARES, CAMILO	10.063.136-9	0,05172%
HORNAUER OLIVARES, CAROLINA	9.051.177-7	0,05148%
RENTAS TALCÁN LTDA.	76.255.630-8	0,04808%
RENTAS INVERPLUS LTDA.	76.255.680-4	0,03932%
RENTAS ENTÉN LTDA.	76.255.750-9	0,03609%
HORNAUER HERRMANN, CARLOS MANUEL	6.561.811-7	0,02604%
INVERSIONES BOSQUES DE MONTEMAR LTDA.	77.462.460-0	0,02565%
RENTAS COLIUMO LTDA.	76.255.660-K	0,02042%
INVERSIONES EBRO LTDA.	77.562.240-7	0,01512%
INVERSIONES EDR LTDA.	77.211.900-3	0,01416%
EWERTZ HARMSSEN, PAMELA ISABEL FRANCISCA	4.562.119-7	0,01046%
MUÑOZ HAAG, GABRIELA DE LOS ÁNGELES	7.088.905-6	0,01012%
HUGHES MONTEALEGRE, DOREEN VIVIAN	6.116.003-5	0,00996%
VACCARI GIRAUDO, BRUNELLA A.	6.792.980-2	0,00911%
INVERSIONES AMRA LTDA.	77.211.890-2	0,00622%
REITZ AGUIRRE, EDUARDO	5.119.300-8	0,00233%
HORNAUER HERRMANN, JOSÉ LUIS	5.771.955-9	0,00206%
NEUWEILER HEINSEN, SANDRA MARÍA	8.576.643-0	0,00153%
INVERSIONES PAU LTDA.	78.890.460-6	0,00081%
REITZ LAGAZIO, JUAN CARLOS	13.427.523-5	0,00051%
ASPILLAGA URENDIA, LUIS	5.308.039-1	0,00042%
NEUWEILER NAHMÍAS, MATÍAS	19.151.321-5	0,00038%
NEUWEILER NAHMÍAS, CATALINA	18.584.546-K	0,00038%
URENDIA ZEGERS, MERCEDES	1.910.235-1	0,00034%
REITZ LAGAZIO, EDUARDO	12.623.104-0	0,00033%
REITZ LAGAZIO, JESSICA	12.448.022-1	0,00033%

Grupo Almería	RUT	Participación
INMOBILIARIA E INVERSIONES LOS LILIUM LTDA.	77.068.150-2	0,00030%
REITZ RIVEAUD, DARIA EKATERINA	13.335.718-1	0,00029%
ASPILLAGA GOUDIE, RODRIGO	12.022.555-3	0,00027%
AUSSET REITZ, NICOLE DANIELA	15.098.805-5	0,00027%
REITZ AGUIRRE, FERNANDO	7.224.459-1	0,00026%
REITZ LOBO, MARÍA FERNANDA	17.996.565-8	0,00026%
REITZ LOBO, FELIPE TOMÁS	17.120.288-4	0,00026%
REITZ LOBO, NICOLÁS FERNANDO	16.302.985-5	0,00026%
ASPILLAGA URENDIA, MARÍA CRISTINA	7.715.865-0	0,00019%
IDIAQUEZ REITZ, IGNACIO JAVIER	17.993.600-3	0,00013%
AUSSET REITZ, PEDRO PABLO	13.852.030-7	0,00013%
ASPILLAGA FAVIER, LUIS	674.834-1	0,00009%
INVERSIONES LAU LTDA.	77.095.060-0	0,00009%
REITZ RIVEAUD, MARTÍN ALEXANDER	8.547.689-0	0,00005%
ASPILLAGA GOUDIE, PABLO ANDRÉS	12.022.554-5	0,00003%
Participación Grupo Almería		20,9906%





Grupo Familia Pérez Cruz	Rut	Participación
INMOBILIARIA LIGUAI S.A.	96.656.700-7	2,7833%
INMOBILIARIA LOMAS DE QUELÉN S.A.	96.722.800-1	2,0486%
INVERSIONES APALTA S.A.	96.616.050-0	2,0234%
INVERSIONES EL MAQUI LIMITADA	79.992.140-5	1,1037%
CRUZ DE PÉREZ, MARIANA	2.288.980-K	0,3291%
PÉREZ CRUZ, CARMEN GLORIA	7.746.964-8	0,2651%
PÉREZ CRUZ, MARIANA	5.711.224-7	0,2620%
PÉREZ CRUZ, XIMENA	8.123.872-3	0,2616%
PÉREZ CRUZ, MATÍAS	8.649.794-8	0,2609%
PÉREZ CRUZ, PABLO JOSÉ	6.441.732-0	0,2609%
PÉREZ CRUZ, ANDRÉS	7.561.860-3	0,2609%
PÉREZ CRUZ, ANA MARÍA	5.711.299-9	0,2609%
PÉREZ CRUZ, MARÍA BERNARDITA	5.711.247-6	0,2609%
PÉREZ CRUZ, JOSÉ TOMÁS	8.639.020-5	0,2461%
PÉREZ ZAÑARTU, MARÍA LUISA	2.306.903-2	0,2205%
RESPALDIZA BILBAO, LORETO	7.027.518-K	0,0408%
FUND. OSVALDO PÉREZ VALDÉS Y MARÍA LUISA	71.599.300-7	0,0395%
INVENER S.A.	76.656.280-9	0,0330%
ROMPEOLAS INVERSIONES LIMITADA	76.807.570-0	0,0320%
PUNTA LUJÁN INVERSIONES LIMITADA	76.647.650-3	0,0307%
QUILLAICO INVERSIONES LIMITADA	76.809.620-1	0,0297%
TOLTÉN INVERSIONES LTDA.	76.810.000-4	0,0287%
MANANTIALES INVERSIONES LTDA.	76.810.330-5	0,0271%
LAS TRANCAS INVERSIONES S.A.	76.736.890-9	0,0265%
EL AJIAL INVERSIONES LIMITADA	76.854.880-3	0,0252%
PÉREZ ZAÑARTU, ANA MARÍA	2.128.879-9	0,0196%
SUBERCASEAUX PÉREZ, MARIANA	8.812.948-2	0,0124%
SUBERCASEAUX PÉREZ, MARÍA LUISA	8.794.078-0	0,0124%
SUBERCASEAUX PÉREZ, TRINIDAD	9.907.931-2	0,0124%
SUBERCASEAUX PÉREZ, JOSEFINA	13.924.891-0	0,0124%
GARCIA-HUIDOBRO GONZÁLEZ, M. ANGÉLICA	6.067.785-9	0,0096%
CAMUS PÉREZ, JUAN JOSÉ	15.638.998-6	0,0070%
DEL SOLAR CONCHA, RODRIGO	5.711.379-0	0,0070%
CAMUS PÉREZ, MARÍA IGNACIA	19.247.229-6	0,0069%
CAMUS PÉREZ, FELIPE	18.024.995-8	0,0069%
CAMUS PÉREZ, CRISTIÁN ANDRÉS	14.614.588-4	0,0069%

Grupo Familia Pérez Cruz	Rut	Participación
COUSIÑO PRIETO, XIMENA	10.335.744-6	0,0062%
PÉREZ RESPALDIZA, MARÍA LORETO	15.640.936-7	0,0048%
PÉREZ RESPALDIZA, SOFÍA DEL CARMEN	19.638.868-0	0,0048%
PÉREZ RESPALDIZA, SANTIAGO	19.243.108-5	0,0048%
PÉREZ RESPALDIZA, CRISTÓBAL JOSÉ	17.701.206-8	0,0048%
PÉREZ RESPALDIZA, JOSÉ FRANCISCO	16.610.956-6	0,0048%
PÉREZ RESPALDIZA, PABLO ANDRÉS	16.096.127-9	0,0048%
INVERSIONES SAN JOSÉ DE LOS LAGOS S.A.	96.754.870-7	0,0042%
PÉREZ COUSIÑO, XIMENA	21.575.980-6	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, GONZALO	21.058.937-6	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, JOSÉ MANUEL	20.472.395-8	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, MARÍA ELISA	19.961.007-4	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, MARTÍN	19.669.745-4	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, MAXIMILIANO	19.242.959-5	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, MATÍAS	18.768.433-1	0,0031%
PAIVA CASALI, RAÚL	1.890.820-4	0,0028%
CAMUS VALVERDE, CRISTIÁN	6.067.352-7	0,0024%
ROMUSSI PÉREZ, JUAN PABLO	17.957.553-1	0,0015%
ROMUSSI PÉREZ, VALENTINA	17.264.485-6	0,0015%
ROMUSSI PÉREZ, JORGE ANDRÉS	16.662.201-8	0,0015%
DEL SOLAR PÉREZ, RODRIGO	9.911.781-8	0,0012%
DEL SOLAR PÉREZ, ANA MARÍA	9.911.702-8	0,0012%
DEL SOLAR PÉREZ, IGNACIO	18.018.297-7	0,0012%
DEL SOLAR PÉREZ, MAGDALENA	15.960.175-7	0,0012%
DEL SOLAR PÉREZ, NICOLÁS	15.322.308-4	0,0012%
HAEUSSLER PÉREZ, RAIMUNDO	19.639.860-0	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, MACARENA	18.933.208-4	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, DIEGO JOSÉ	18.019.794-K	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, CATALINA	16.098.629-8	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, MARTÍN	15.643.157-5	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, CARLOS JOSÉ	14.119.972-2	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, XIMENA AURORA	13.549.980-3	0,0009%
SUCESIÓN PÉREZ ZAÑARTU CLEMENTE	23.085-5	0,0002%
Participación Grupo Familia Pérez Cruz		11,3580%

RESEÑA HISTÓRICA ●●●

El servicio eléctrico ligado a ELECDA se remonta a 1957 cuando Endesa inició el suministro eléctrico a la ciudad de Antofagasta con la puesta en servicio de la central Antofagasta y de una nueva red de distribución de 220 volts.

En 1981, ENDESA creó la empresa filial Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A., EDELNOR, con el propósito de dar mayor autonomía de administración para el desarrollo y la explotación del sistema eléctrico de la I y II Región.

El 22 de octubre de 1987, el Consejo de de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) autorizó la compra a ENDESA S.A., de hasta el 92% de la participación accionaria que ésta mantenía en EDELNOR. Con fecha 21 de junio de 1988, CORFO comunicó a ENDESA que, previo a la venta a esa corporación de las acciones que ENDESA poseía de EDELNOR, ésta debería ser dividida en cuatro empresas: una de generación y transporte, que conservaría su razón social, y tres empresas de distribución.

EDELNOR, en la Undécima Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 25 de octubre de 1988 en Antofagasta, aprobó la división de la compañía en cuatro nuevas sociedades, facilitando con ello la futura privatización de las empresas de distribución y, al mismo tiempo cumpliendo con los objetivos del gobierno en relación con el “capitalismo popular regional”. De esta división se crea la Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., que heredó su personal, la experiencia y la vocación de servicio a la comunidad.

La sociedad Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., ELECDA, 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 Antofagasta, a fojas 972 bajo el N° 367, el 09 de noviembre de 1988.

La propiedad de la empresa tuvo cambios significativos durante 1989, como resultado de la venta de acciones de CORFO a particulares, mediante la modalidad de “capitalismo popular regional”. A partir del año 1990, ELECDA forma parte del Grupo de Empresas Emel, siendo controlada por su matriz Emel.

En la Quinta Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 25 abril de 2000, se acordó modificar los Estatutos de la Sociedad, reduciéndose el número de Directores que la administran de siete a cinco y que éstos no serán remunerados por sus funciones.

El 12 de septiembre de 2007, Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) y PPL Chile Energía Ltda., controladora de Empresas EMEL, 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 Empresas Emel, que correspondían a 13.890.715 acciones y que representaban el 95,4% del capital accionario.

El 6 de noviembre de 2007, CGE declaró exitosa la OPA formulada para la adquisición del 100% de las acciones de Empresas Emel. En virtud de dicha OPA y en la misma fecha, CGE adquirió el control de dicha sociedad y sus empresas filiales, adquiriendo 14.261.090 acciones de Empresas Emel, que representan el 97,94 % de su capital accionario.

Durante el último trimestre de 2009, EMEL abrió un poder comprador de acciones de ELECDA con el objeto de obtener que, en conformidad con las disposiciones legales aplicables, la sociedad deje de cumplir con la condición para ser considerada sociedad anónima abierta. El resultado de este proceso fue la adquisición de 11.499.738 acciones, por parte de Emel, por un monto equivalente de \$ 4.945 millones, lo que representó un 6,36% de la propiedad de ELECDA.

EMEL NORTE S.A. (Emel) es una sociedad anónima cerrada que nació el 31 de marzo de 2011, a partir del plan de reestructuración societaria de Empresas EMEL S.A iniciado el 2010. Dicho plan, aún en desarrollo, permitió ordenar las participaciones accionarias de Empresas EMEL S.A. 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 se le asignaron la totalidad de las participaciones accionarias que poseía Empresas EMEL S.A., directa e indirectamente, en EMELARI, ELIQSA, ELECDA y TRANSEMEL.



CGE es uno de los principales grupos energéticos del país de capitales chilenos, con una creciente participación en el negocio de la electricidad y el gas, y ha consolidado su presencia con operaciones que se extienden desde Arica hasta Puerto Williams en Chile y en cinco provincias de Argentina. En el ámbito de la distribución eléctrica, CGE abastece a más de tres millones de clientes a nivel nacional.

Objeto Social

La Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. trasmite, distribuye y comercializa energía eléctrica en la Región de Antofagasta en Chile, teniendo como preocupación preferente la atención a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla.

ELECDA es una empresa de servicio público de derecho privado dedicada por su naturaleza, esencialmente a vender la energía eléctrica a sus clientes de la Provincia de Antofagasta, El Loa y Tocopilla. Dicha actividad se realiza de acuerdo al Decreto de Concesión Resolución N° 60 del 22 de mayo de 1989 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y posteriores autorizaciones conforme a la expansión de las redes eléctricas.

Factores de Riesgo

ELECDA opera en el negocio de distribución y transmisión eléctrica de la II Región de Chile. La demanda eléctrica tiene directa relación con el ingreso per cápita, avances tecnológicos y el crecimiento de la región tanto en población como en viviendas. Sin embargo, al ser un bien de primera necesidad no presenta grandes fluctuaciones frente a ciclos económicos. Al mismo tiempo los riesgos de incobrabilidad son bajos dada la necesidad del servicio y la posibilidad de suspensión conforme al marco regulatorio.

En relación al abastecimiento de energía y potencia para los clientes regulados de ELECDA, a partir del 1° de enero 2012, entró en vigencia el nuevo contrato de suministro eléctrico con E-CL S.A. que tendrá una vigencia de 15 años, lo que garantizará el abastecimiento eléctrico de largo plazo en la zona de concesión.

Por su parte, los flujos de ELECDA se encuentran generados totalmente en Chile y por lo tanto su operación no se encuentra directamente expuesta a las variaciones que pudieran sufrir los mercados internacionales.

Política de Inversión y Financiamiento

Durante el 2013, se materializaron inversiones en la Región por \$ 4.510 millones destinadas principalmente al sistema de distribución con un foco en satisfacer el permanente crecimiento del mercado como así también en la mantención de las actuales instalaciones, con el objeto de cumplir con las normas de calidad de servicio necesarias para un buen desempeño de la empresa.

Para el ejercicio 2014, la sociedad ha aprobado un plan de inversiones de \$ 10.110 millones destinado fundamentalmente a la construcción de obras de infraestructura y equipamiento requeridos para abastecer el crecimiento de los consumos y clientes, mejorar la calidad y continuidad de suministro, reducción de pérdidas, modernización y renovación de las actuales instalaciones, y el cumplimiento de la normativa vigente.

Para el financiamiento, ELECDA opera en el mercado financiero a través de estructuraciones de créditos de mediano plazo con la banca local. Por su parte, la política de dividendos de ELECDA, permite capitalizar los montos no distribuidos de manera de financiar conservadoramente las necesidades de inversión que originan las operaciones de distribución y transmisión eléctrica.

Principales Proveedores y Clientes

Durante el 2013, el principal proveedor de ELECDA fue E-CL S.A., que representa el 75% de las compras totales. Para el mismo período, no existen clientes que en forma individual concentren a lo menos el 10% de los ingresos.



INFORMACIÓN PARA EL ACCIONISTA

Política de Dividendos para el Ejercicio 2014

Para el ejercicio 2014, el Directorio tiene la intención de adoptar como política de reparto de dividendos el distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo.

Los dividendos provisorios se pagarán, en lo posible, durante los meses de junio, septiembre y diciembre de 2014. Corresponderá a la Junta General Ordinaria de Accionistas acordar la distribución del dividendo definitivo del año 2014.

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 empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

Transacciones de Acciones

Durante los períodos 2012 y 2013, se han efectuado las siguientes transacciones:

2012

Accionista	Relación con la Sociedad	N° Acciones compradas (ventas)	Precio promedio (\$)	Monto total (\$)
EMEL Norte S.A.	Controlador	4.980	430,00	2.141.400
EMEL Norte S.A.	Controlador	435	430,00	187.050
EMEL Norte S.A.	Controlador	2.565	430,00	1.102.950
EMEL Norte S.A.	Controlador	523	430,00	224.890
EMEL Norte S.A.	Controlador	27.492	430,00	11.821.560
EMEL Norte S.A.	Controlador	5.070	430,00	2.180.100
EMEL Norte S.A.	Controlador	8.784	424,90	3.732.322

2013

Accionista	Relación con la Sociedad	N° Acciones compradas (ventas)	Precio promedio (\$)	Monto total (\$)
EMEL Norte S.A.	Controlador	54.000	420,00	22.680.000



Transacciones Trimestrales

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

Año	Trimestre	Nº Acciones Transadas	Monto Total Transado (M\$)	Precio Promedio (\$)
2011	1º	23.383	10.055	430,00
	2º	48.059	20.615	428,96
	3º	200.923	86.398	430,00
	4º	3.574	1.537	430,00
2012	1º	38.015	16.347	430,01
	2º	8.784	3.732	424,90
	3º	918	381	415,00
	4º	132.187	55.519	420,00
2013	1º	121.590	47.496	390,63
	2º	64.988	26.345	405,39
	3º	90.000	35.950	399,44
	4º	11.191	4.476	400,00

(*) La totalidad de la información detallada, está representada en valores históricos.

Estadística Bursátil

Año	Valor Cierre (\$/acción)*	Variación anual Cierre	Valor cierre IPSA*	Variación anual IPSA	Variación anual Precio Acción vs. IPSA
2011	430,00	0,00%	4.177,53	-15,22%	15,22%
2012	420,00	-2,33%	4.297,66	2,88%	-5,20%
2013	400,00	-4,76%	3.699,19	-13,93%	9,16%

*Bolsa Comercio de Santiago



Utilidad Líquida Distribuible

Conforme a lo estipulado en la Circular N° 1.945 de fecha 29 de septiembre de 2009, complementada por la Circular N° 1.983 de fecha 30 de julio de 2010 ambas de la Superintendencia de Valores y Seguros, para el cálculo de la utilidad líquida distribuible, la sociedad no aplicará ajustes al ítem "Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora" del Estado de Resultados por Función. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas que no provinieren de ajustes de primera adopción IFRS, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio, conforme a la política de dividendos aprobada por el Directorio e informada en Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 05 de abril de 2013.

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2013 quedaría determinada por los siguientes montos:

Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	M\$	3.482.778
Pérdidas acumuladas que no provienen de ajustes por primera adopción IFRS	M\$	-
Utilidad líquida distribuible	M\$	3.482.778

Dividendos

El Directorio ha acordado proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas a celebrarse en el mes de abril de 2014, el reparto de un dividendo definitivo de \$ 3,7 por acción, con cargo a la utilidad líquida distribuible del ejercicio 2013.

El siguiente cuadro muestra los dividendos repartidos por acción de los últimos tres años.

N° Dividendo	Cierre	Carácter	Fecha de pago	Valor (\$/acción)
87	02-abr-11	Definitivo	08-abr-11	5,100000
88	16-jun-11	Provisorio	22-jun-11	3,100000
89	19-sep-11	Provisorio	21-sep-11	5,100000
90	22-dic-11	Provisorio	28-dic-11	5,100000
91	02-abr-12	Definitivo	10-abr-12	5,100000
92	19-jun-12	Provisorio	25-jun-12	4,600000
93	12-sep-12	Provisorio	21-sep-12	5,800000
94	13-dic-12	Provisorio	19-dic-12	6,500000
95	18-abr-13	Definitivo	24-abr-13	3,100000
96	18-jun-13	Provisorio	24-jun-13	3,100000
97	10-sep-13	Provisorio	16-sep-13	3,700000
98	11-dic-13	Provisorio	17-dic-13	3,700000

De ser aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2013 representarían el 73,72% de la utilidad líquida distribuible. Los montos correspondientes a los dividendos provisorios se detallan más adelante en el cuadro de Distribución de Utilidades.

Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir la “Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora”, ascendente a M\$ 3.482.778, en la siguiente forma:

A pagar dividendo provisorios N° 96 de junio de 2013	M\$	560.495
A pagar dividendo provisorios N° 97 de septiembre de 2013	M\$	668.978
A pagar dividendo provisorios N° 98 de diciembre de 2013	M\$	668.978
A pagar dividendo definitivo N° 99	M\$	668.978
Al pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros Art. N° 80, Ley N° 18.046	M\$	915.347
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	M\$	3.482.778

Capital y Reservas

Al 31 de diciembre de 2013 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de la Sociedad asciende a 180.804.998 y el “Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora” alcanza a M\$ 43.921.657, lo que corresponde a un valor libro de \$ 242,92 por acción a igual fecha.

El precio de cierre de la acción de ELECDA en la Bolsa de Comercio de Santiago al 31 de diciembre de 2013 fue de \$ 400,00, es decir, 1,65 veces el valor libro. Asimismo, la capitalización bursátil de la Compañía ascendió a M\$ 72.321.999, equivalente a 20,76 veces la “Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora”.

Aceptada por la Junta Ordinaria de Accionistas, la distribución de la “Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora” que se propone, el capital y fondos de reserva de la Compañía al 31 de diciembre de 2013, quedarían constituidos como sigue:

Capital emitido	M\$	16.771.834
Ganancias (pérdidas) acumuladas	M\$	16.160.981
Primas de emisión	M\$	138.628
Otras reservas	M\$	10.181.236
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	M\$	43.252.679



INFORMACIÓN GENERAL

Remuneración del Directorio

En los años 2012 y 2013 los Directores no percibieron remuneración por el ejercicio de su cargo. Asimismo, durante esos mismos años, los Directores no percibieron remuneraciones por funciones y empleos distintos del ejercicio de su cargo, por concepto de asesorías, gastos de representación, viáticos, regalías y en general todo otro estipendio.

Gastos en Asesorías del Directorio

Durante el 2013 no se incurrió en ningún gasto en asesorías del Directorio.

Comité de Directores

Al 31 de diciembre de 2009, la sociedad dejó de cumplir con los requisitos copulativos que establece el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, conforme a las modificaciones introducidas por la Ley N° 20.832 sobre Gobierno Corporativo de las Empresas, y en consecuencia, ya no se encontraba afecta a la obligación de contar con un Comité de Directores. Lo anterior se debió a que, si bien la sociedad cuenta con un patrimonio bursátil superior a 1.500.000 unidades de fomento, a dicha fecha menos de un 12,5% de sus acciones emitidas con derecho a voto, se encontraban en poder de accionistas que individualmente controlen o posean menos del 10% de tales acciones.

En vista de lo anterior y de conformidad con lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 50 bis citado, a partir del 1 de enero de 2010, la sociedad no estaba obligada a mantener directores independientes ni comité de directores. Por lo anterior, el referido comité cesó en sus funciones a contar de dicha fecha.

Remuneración Ejecutivos Principales

Año	Remuneración anual (M\$)	Variable (M\$)	Indemnizaciones (M\$)	Total (M\$)
2012	182.220	43.354	11.706	237.280
2013	161.172	33.626	99.994	294.792

Los ejecutivos, al igual que el resto del personal, perciben una remuneración variable, en base a evaluación de desempeño y logro de metas, valores que están incorporados en los montos indicados.



Información sobre Empresas Coligadas

Al 31 de diciembre de 2013, ELECDA tiene las siguientes participaciones accionarias:

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado (M\$)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General	Participación al 31/12/2012	Participación al 31/12/2013	Inversión Directa
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. (TRANSEMEL)	Sociedad Anónima Cerrada	6.921.846	Transporte y Transformación de energía eléctrica	Presidente: Eduardo Morandé Montt (*) Vicepresidente: Rafael Salas Cox (*) José Luis Hornauer Herrmann (*) Andrés Pérez Cruz (*) Jorge Eduardo Marín Correa (*)	Alfonso Toro Guzmán (**)	Directa: 11,00%, Indirecta: 0%.	Directa: 11,00%, Indirecta: 0%.	M\$:2.027.624 que representa 2,30% del activo total de la Coligante

(*) Director de la Coligante

(**) Gerente General de la Coligante



HECHOS RELEVANTES ●●●

Por el ejercicio de doce meses comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2013, se produjeron los siguientes hechos relevantes y/o esenciales:

Con fecha 6 de marzo de 2013, de acuerdo con lo dispuesto en circular N° 660 de fecha 22 de octubre de 1986 de la Superintendencia de Valores y Seguros, cumpla con informar a Ud. que el Directorio de esta Sociedad se acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 5 de abril, el reparto del dividendo definitivo N° 95 de \$3,1 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012.

El dividendo se pagó el día 24 de abril de 2013 a aquellos accionistas inscritos en el registro respectivo al 18 de abril de 2013.

Síntesis de Comentarios y Proposiciones de Accionistas

La Sociedad informa que al 31 de diciembre de 2013 no ha existido ningún comentario y/o proposición de accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto.



Estados Financieros

Con fecha 28 de enero de 2014, los Auditores Externos Ernst & Young Ltda. emitieron su opinión de auditoría sin salvedades sobre los estados financieros de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 31 de diciembre de 2013. El referido informe de los Auditores Externos puede ser leído en la página web de la Sociedad, www.elecda.cl y/o en la versión completa de los estados financieros del Ejercicio 2013 que se incluye en el CD adjunto en esta Memoria.

MEMORIA ANUAL

2013

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	834.594	824.184
Otros activos no financieros.	236.333	48.215
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	14.081.813	17.564.009
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	294.456	2.601.076
Inventarios.	436.198	2.460.977
Activos por impuestos.	1.095.311	0
Total activos corrientes	16.978.705	23.498.461
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	519.961	587.651
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	2.027.624	1.921.924
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	87.202	116.138
Propiedades, planta y equipo.	65.810.265	64.110.688
Propiedad de inversión.	2.566.321	2.566.321
Activos por impuestos diferidos.	214.163	23.128
Total activos no corrientes	71.225.536	69.325.850
TOTAL ACTIVOS	88.204.241	92.824.311

PATRIMONIO Y PASIVOS	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	546.004	6.927.458
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14.862.417	18.392.389
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	1.404.347	778.448
Otras provisiones.	201.682	982.601
Pasivos por impuestos.	0	540.339
Otros pasivos no financieros.	630.518	2.520.284
Total pasivos corrientes	17.644.968	30.141.519
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	24.875.153	18.127.004
Cuentas por pagar.	451.785	403.878
Provisiones por beneficios a los empleados.	1.310.678	1.284.785
Total pasivos no corrientes	26.637.616	19.815.667
TOTAL PASIVOS	44.282.584	49.957.186
PATRIMONIO		
Capital emitido.	16.771.834	16.771.834
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	16.829.959	15.324.913
Primas de emisión.	138.628	138.628
Otras reservas.	10.181.236	10.631.750
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	43.921.657	42.867.125
Total patrimonio	43.921.657	42.867.125
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	88.204.241	92.824.311

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADOS DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	84.042.763	73.106.342
Costo de ventas	(71.295.931)	(60.039.592)
Ganancia bruta	12.746.832	13.066.750
Otros ingresos, por función	764.714	816.832
Gasto de administración	(6.512.336)	(6.521.266)
Otras ganancias (pérdidas)	(813.245)	(193.984)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales	6.185.965	7.168.332
Ingresos financieros	284.065	234.705
Costos financieros	(2.128.685)	(1.955.068)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	132.925	131.856
Resultados por unidades de reajuste	(287.287)	(333.201)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	4.186.983	5.246.624
Gasto por impuestos a las ganancias	(704.205)	(725.848)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	3.482.778	4.520.776
Ganancia (pérdida)	3.482.778	4.520.776
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	3.482.778	4.520.776
Ganancia (pérdida)	3.482.778	4.520.776
Ganancias por acción		
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)		
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas	19,26	25,00
Ganancia (pérdida) por acción básica	19,26	25,00

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

MEMORIA ANUAL
2013

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRAL	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Ganancia (pérdida)	3.482.778	4.520.776
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	0	821.331
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	38.377	0
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.	0	30.098
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos	38.377	851.429
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	38.377	851.429
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período		
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	0	(570.787)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(7.675)	0
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	(7.675)	(570.787)
Otro resultado integral	30.702	280.642
Total resultado integral	3.513.480	4.801.418
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.	3.513.480	4.801.418
Total resultado integral	3.513.480	4.801.418

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

2013	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio	
			Superavit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO									
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2013	16.771.834	138.628	10.890.132	980.554	(1.238.936)	10.631.750	15.324.913	42.867.125	42.867.125
Patrimonio reexpresado	16.771.834	138.628	10.890.132	980.554	(1.238.936)	10.631.750	15.324.913	42.867.125	42.867.125
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).	0	0	0	0	0	0	3.482.778	3.482.778	3.482.778
Otro resultado integral.	0	0	0	30.702	0	30.702	0	30.702	30.702
Total resultado integral	0	0	0	30.702	0	30.702	3.482.778	3.513.480	3.513.480
Dividendos.	0	0	0	0	0	0	(2.458.948)	(2.458.948)	(2.458.948)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(480.437)	0	(779)	(481.216)	481.216	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(480.437)	0	(779)	(481.216)	(1.977.732)	(2.458.948)	(2.458.948)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2013	16.771.834	138.628	10.409.695	1.011.256	(1.239.715)	10.181.236	16.829.959	43.921.657	43.921.657

2012	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio	
			Superavit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO									
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2012	16.771.834	138.628	11.247.048	0	(1.268.114)	9.978.934	15.154.021	42.043.417	42.043.417
Ajustes de períodos anteriores									
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.	0	0	0	980.554	0	980.554	(980.554)	0	0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	980.554	0	980.554	(980.554)	0	0
Patrimonio reexpresado	16.771.834	138.628	11.247.048	980.554	(1.268.114)	10.959.488	14.173.467	42.043.417	42.043.417
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).	0	0	0	0	0	0	4.520.776	4.520.776	4.520.776
Otro resultado integral.	0	0	250.544	0	30.098	280.642	0	280.642	280.642
Total resultado integral	0	0	250.544	0	30.098	280.642	4.520.776	4.801.418	4.801.418
Dividendos.	0	0	0	0	0	0	(3.977.710)	(3.977.710)	(3.977.710)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(607.460)	0	(920)	(608.380)	608.380	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(607.460)	0	(920)	(608.380)	(3.369.330)	(3.977.710)	(3.977.710)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2012	16.771.834	138.628	10.890.132	980.554	(1.238.936)	10.631.750	15.324.913	42.867.125	42.867.125

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

MEMORIA ANUAL
2013

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 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.	101.478.234	95.241.048
Otros cobros por actividades de operación.	228.477	310.374
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(84.478.804)	(74.887.255)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(5.949.917)	(4.448.793)
Otros pagos por actividades de operación.	(2.378.108)	(2.017.193)
Otros cobros y pagos de operación		
Dividendos recibidos.	27.225	68.062
Intereses recibidos.	201.004	131.141
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(2.377.672)	(1.856.412)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(1.088.173)	(104.313)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	5.662.266	12.436.659
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Préstamos a entidades relacionadas.	(1.964.290)	(4.103.620)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	0	14.000
Compras de propiedades, planta y equipo.	(4.982.302)	(7.595.367)
Compras de activos intangibles.	0	(116.513)
Cobros a entidades relacionadas.	4.988.659	4.355.270
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(1.957.933)	(7.446.230)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Dividendos pagados.	(2.474.888)	(3.965.174)
Intereses pagados.	(1.219.035)	(1.034.398)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.693.923)	(4.999.572)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	10.410	(9.143)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	10.410	(9.143)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	824.184	833.327
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	834.594	824.184

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS DE COLIGADA

Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

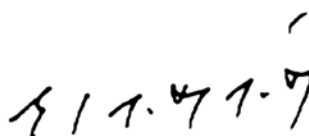
Indicadores Financieros Clasificados	2013	2012
(cifra en miles de pesos)		
Estado de Situación Financiera		
Activos corrientes	1.718.538	1.381.503
Activos no corrientes	31.742.474	27.779.265
Total Activos	33.461.012	29.160.768
Pasivos corrientes	15.028.064	5.597.784
Pasivos no corrientes	0	6.090.943
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	18.432.948	17.472.041
Total Patrimonio y Pasivos	33.461.012	29.160.768
Estado de Resultados por Función		
Ganancia bruta	2.520.610	2.323.068
Gastos de administración	(635.381)	(556.004)
Otros ingresos (gastos)	(437.095)	(553.024)
Ingreso (gasto) por impuesto a las ganancias	(239.727)	(15.345)
Ganancia (Pérdida)	1.208.407	1.198.695
Estado de Flujo de Efectivo Directo		
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	2.659.223	2.520.934
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(5.730.652)	(3.954.821)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiamiento	3.069.843	1.434.721
Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo Inicial	4.970	4.136
Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujo de efectivo directo, saldo Final	3.384	4.970
Estado de Cambios en el Patrimonio		
Saldo inicial	17.472.041	16.618.470
Cambios en el patrimonio	960.907	853.571
Saldo Final al Período	18.432.948	17.472.041

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

En conformidad a la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información incorporada en la presente Memoria Anual.



Rafael Salas Cox
Presidente



Eduardo Morandé Montt
Vicepresidente



Jorge Eduardo Marín Correa
Director



Andrés Pérez Cruz
Director



José Luis Hornauer Herrmann
Director



Alfonso Toro Guzmán
Gerente General

ANEXO 1

Principales Propiedades ELECDA

Establecimiento	Dirección	Condición
Oficinas		
	Pedro Aguirre Cerda N° 5502 lote 1, Antofagasta	Propia
	Vivar N° 2.044, Calama	Propia
	Francisco Bilbao N° 580-646, Taltal	Propia
	San Martín N°559, Mejillones	Propia
	21 de Mayo N° 1.198, Tocopilla	Propia
	Latorre N° 2.361 Local 1, Antofagasta	Arrendada
Otras propiedades		
	Altos Jardines Sur N° 6.083, Antofagasta	Propia
	Cerro Los Morros S/N, Antofagasta	Propia
	Camino Chuquicamata S/N, Calama	Propia
	Matta S/N, Antofagasta	Arrendada
	Cerro Hidalgo S/N, Antofagasta	Arrendada
	Pirita N° 13.291, Antofagasta	Arrendada
	Km 15 camino a Calama, Antofagasta	Arrendada
	Vicuña Mackenna S/N, Calama	Arrendada
	Jorge Montt S/N, Taltal	Arrendada

EMEL

Av. Presidente Riesco 5561
Piso 15
Las Condes, Chile

EMELARI

Baquedano 731
Arica, Chile

ELIQSA

Zegers 469
Iquique, Chile

ELECDA

Av. Pedro Aguirre Cerda 5558
Antofagasta, Chile

TRANSEMEL

Av. Presidente Riesco 5561
Piso 15
Las Condes, Chile

EMELAT INVERSIONES

Av. Presidente Riesco 5561
Piso 15
Las Condes, Chile



elecda

GRUPO CGE

MEMORIA ANUAL

2013



El papel de este informe proviene de bosques manejados en forma sustentable y fuentes controladas.



Anexo Complementario Memoria Anual 2013

EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A. (ELECDA)

Modificaciones, complementaciones y rectificaciones requeridas por la Superintendencia de Valores y Seguros según Oficio Ordinario N° 23.458 de fecha 30 de agosto de 2014

La Superintendencia de Valores y Seguros con la finalidad de verificar el cumplimiento de las instrucciones impartidas a través de la Norma de Carácter General N°30 de dicha Superintendencia, ha formulado las siguientes observaciones respecto del contenido de la Memoria Anual 2013 de ELECDA, requiriendo al efecto se efectúen las modificaciones, complementaciones y rectificaciones que se transcriben a continuación:

1. Observación:

Respecto del ítem 4), letra b), literal iii, deberá complementar indicando la presencia bursátil.

Complementación:

Año	Trimestre	Nº Acciones Transadas	Monto Total Transado (M\$)	Precio Promedio (\$)	Presencia Busátil (%)*
2011	1º	23.383	10.055	430,00	4,44%
	2º	48.059	20.615	428,96	3,89%
	3º	200.923	86.398	430,00	2,78%
	4º	3.574	1.537	430,00	2,78%
2012	1º	38.015	16.347	430,01	0,56%
	2º	8.784	3.732	424,90	0,00%
	3º	918	381	415,00	0,00%
	4º	132.187	55.519	420,00	0,00%
2013	1º	121.590	47.496	390,63	0,56%
	2º	64.988	26.345	405,39	0,60%
	3º	90.000	35.950	399,44	0,56%
	4º	11.191	4.476	400,00	0,00%

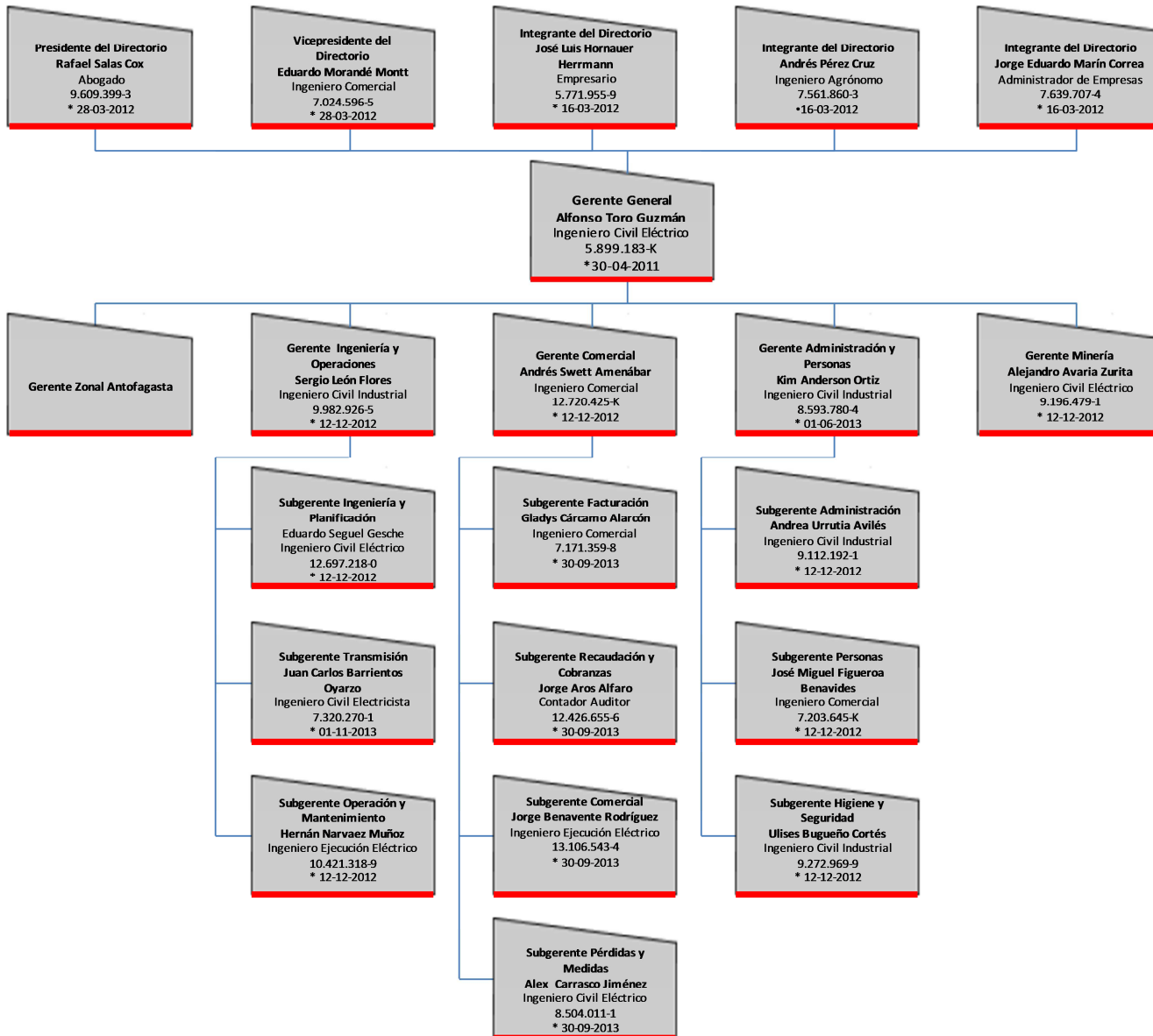
*Presencia bursátil calculada de acuerdo a la norma de carácter general N° 327 de la Superintendencia de Valores y Seguros. Considera las transacciones efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica y Bolsa de Valparaíso.

2. Observación:

Respecto del ítem 5), letra a), deberá complementar el organigrama de la empresa de modo de que tal esquema muestre su Directorio.

Complementación:

ORGANIGRAMA



* Fecha de nombramiento.

3. Observación:

Respecto del ítem 5), letra b), deberá complementar identificando cada uno de los integrantes del directorio que hayan formado parte de éste los últimos dos años, indicando nombre, RUT y profesión u oficio y fecha de nombramiento o última reelección cuando proceda.

Complementación:

Información del Directorio:

RUT	Nombre	Profesión u Oficio	Fecha de nombramiento	Fecha de término
9.609.399-3	Rafael Pablo Salas Cox*	Abogado	28-03-2012	
7.024.596-5	Eduardo Rafael Morandé Montt**	Ingeniero Comercial	28-03-2012	
7.561.860-3	Andrés Pérez Cruz	Ingeniero Agrónomo	16-03-2012	
7.639.707-4	Jorge Eduardo Marín Correa	Administrador de Empresas	16-03-2012	
5.771.955-9	José Luis Hormauer Herrmann	Empresario	16-03-2012	
6.896.300-1	Pablo Guarda Barros	Ingeniero Civil Eléctrico	16-04-2010	16-03-2012
6.376.813-8	Gonzalo Rodríguez Vives	Ingeniero Comercial	16-04-2010	24-02-2012
6.441.732-0	Pablo Pérez Cruz	Empresario	16-04-2010	16-03-2012

* Presidente

** Vicepresidente

4. Observación:

Respecto del ítem 5), letra f), deberá indicar el porcentaje en la propiedad del emisor que posean cada uno de los ejecutivos principales y directores de la sociedad. En caso de no corresponder deberá señalarlo expresamente.

Complementación:

Porcentaje de participación en la propiedad de ELECDA que poseen cada uno de los Ejecutivos principales y Directores de la Sociedad:

NOMBRE	RUT	CARGO	CANTIDAD DE ACCIONES	% DE PARTICIPACION
SALAS COX, RAFAEL	9.609.399-3	PRESIDENTE	0	0%
MORANDE MONTT, EDUARDO RAFAEL	7.024.596-5	VICEPRESIDENTE	0	0%
TORO GUZMAN, ALFONSO	5.899.183-K	GERENTE GENERAL	0	0%
SWETT AMENABAR, ANDRES	12.720.425-K	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
ANDERSON ORTIZ, KIM	8.593.780-4	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
AVARIA ZURITA, ALEJANDRO	9.196.479-1	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
LEON FLORES, SERGIO	9.982.926-5	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
URRUTIA AVILES, ANDREA SUSANA	9.112.192-1	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
BUGUEÑO CORTES, ULISES	9.272.969-9	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
FIGUEROA BENAVIDES, JOSE MIGUEL	7.203.645-K	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
CARRASCO JIMENEZ, ALEX CHRISTIAN	8.504.011-1	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
CARCAMO ALARCON, GLADYS	7.171.359-8	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
AROS ALFARO, JORGE	12.426.655-6	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
BENAVENTE RODRIGUEZ, JORGE	13.106.543-4	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
NARVAEZ MUÑOZ, HERNAN ALEJANDRO	10.421.318-9	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
SEGUEL GESCHE, EDUARDO ANTONIO	12.697.218-0	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%
BARRIENTOS OYARZO, JUAN CARLOS	7.320.270-1	EJECUTIVO PRINCIPAL	0	0%

Con respecto a las participaciones accionarias directas e indirectas de los Directores señores Jorge Eduardo Marín Correa, José Luis Hornauer Herrmann y Andrés Pérez Cruz, éstas se indican entre las páginas 18 y 21 de la presente Memoria.

5. Observación:

Respecto del ítem 9), el documento enviado a través del módulo SEIL deberá contener las notas explicativas a los estados financieros y el análisis razonado de la situación financiera de la sociedad.

Complementación:

Las notas explicativas a los Estados Financieros y el Análisis Razonado de la situación financiera de la Sociedad son los siguientes:



EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2013 y 2012

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
INDICE

	Página
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	6
II.- ESTADOS FINANCIEROS.	8
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
- Activos	8
- Patrimonio Neto y Pasivos	9
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	10
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	11
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	12
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	14
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.	15
1.- INFORMACION GENERAL.	15
2.- DESCRIPCION DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.	15
2.1.- Aspectos regulatorios.	15
2.2.- Mercado de distribución de electricidad.	16
2.3.- Mercado de transmisión de electricidad.	19
3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	21
3.1.- Bases de preparación de los estados financieros.	21
3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	21
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2013, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	23
3.4.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	25
3.5.- Información financiera por segmentos operativos.	26
3.6.- Propiedades, planta y equipo.	26
3.7.- Propiedades de inversión.	27
3.8.- Activos intangibles.	27
3.9.- Costos por intereses.	28
3.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	28
3.11.- Activos financieros.	28
3.12.- Inventarios.	29
3.13.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	29
3.14.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	30
3.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	30
3.16.- Capital social.	30
3.17.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	30
3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.	31
3.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	31
3.20.- Beneficios a los empleados.	31
3.21.- Provisiones.	32
3.22.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	33
3.23.- Reconocimiento de ingresos.	33

	Página
3.24.- Contratos de construcción.	34
3.25.- Distribución de dividendos.	34
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	34
4.1.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	34
4.2.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	35
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	35
5.1.- Riesgo financiero.	35
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	39
7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	39
7.1.- Composición del rubro.	39
7.2.- Estratificación de la cartera.	42
7.3.- Resumen de estratificación de la cartera.	43
7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	43
7.5.- Provisión y castigos.	44
7.6.- Número y monto de operaciones.	44
8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	45
8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	46
8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.	49
9.- INVENTARIOS.	49
10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	50
11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	50
12.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	51
12.1.- Composición del rubro.	51
12.2.- Inversiones en asociadas.	52
12.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas.	54
13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	54
13.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	54
13.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	56
14.- PROPIEDADES DE INVERSION.	56
14.1 Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	56
14.2 Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	56
14.3 Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	56
15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	57
15.1.- Vidas útiles.	57
15.2.- Detalle de los rubros.	57
15.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	59

	Página
15.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	60
15.5.- Costo por intereses.	60
15.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	60
16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	62
16.1.- Activos por impuestos diferidos.	62
16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	62
16.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	62
16.4.- Compensación de partidas.	63
17.- PASIVOS FINANCIEROS.	64
17.1.- Clases de otros pasivos financieros.	64
17.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	65
18.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	66
18.1.- Proveedores de energía.	66
18.2.- Pasivos acumulados (o devengados).	66
19.- OTRAS PROVISIONES.	66
19.1.- Provisiones – saldos.	66
19.2.- Movimiento de las provisiones.	67
20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	67
20.1.- Detalle del rubro.	67
20.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	68
20.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	68
20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	68
20.5.- Hipótesis actuariales.	68
21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	69
21.1.- Ingresos diferidos.	69
21.2.- Contratos de construcción.	70
22.- PATRIMONIO NETO.	70
22.1.- Capital suscrito y pagado.	70
22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	70
22.3.- Política de dividendos.	71
22.4.- Dividendos.	71
22.5.- Reservas.	72
22.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	73
23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	73
23.1.- Ingresos ordinarios.	73
23.2.- Otros ingresos, por función.	74
24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	74
24.1.- Gastos por naturaleza.	74
24.2.- Gastos de personal.	74
24.3.- Depreciación y amortización.	75

	Página
24.4.- Otras ganancias (pérdidas).	75
25.- RESULTADO FINANCIERO.	75
25.1.- Composición unidades de reajuste.	76
26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	76
26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	76
26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	77
26.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	77
26.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.	77
26.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.	78
27.- GANANCIAS POR ACCION.	78
28.- INFORMACION POR SEGMENTO.	78
28.1.- Criterios de segmentación.	78
28.2.- Cuadros de resultados por segmento.	79
28.3.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	80
29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	81
29.1.- Juicios y otras acciones legales.	81
29.2.- Sanciones administrativas.	81
29.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.	82
29.4.- Sanciones.	83
29.5.- Restricciones.	83
30.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	83
31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	83
32.- MEDIO AMBIENTE.	84
33.- HECHOS POSTERIORES.	84



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 Antofagasta S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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 nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad 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 Antofagasta S.A. al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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.


Fernando Zavata C.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 28 de enero de 2014

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre 2013 y 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	834.594	824.184
Otros activos no financieros.	11	236.333	48.215
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	14.081.813	17.564.009
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	294.456	2.601.076
Inventarios.	9	436.198	2.460.977
Activos por impuestos.	10	1.095.311	0
Total activos corrientes		16.978.705	23.498.461
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar.	7	519.961	587.651
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	12	2.027.624	1.921.924
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	13	87.202	116.138
Propiedades, planta y equipo.	15	65.810.265	64.110.688
Propiedad de inversión.	14	2.566.321	2.566.321
Activos por impuestos diferidos.	16	214.163	23.128
Total activos no corrientes		71.225.536	69.325.850
TOTAL ACTIVOS		88.204.241	92.824.311

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre 2013 y 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	546.004	6.927.458
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	18	14.862.417	18.392.389
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	1.404.347	778.448
Otras provisiones.	19	201.682	982.601
Pasivos por impuestos.	10	0	540.339
Otros pasivos no financieros.	21	630.518	2.520.284
Total pasivos corrientes		17.644.968	30.141.519
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	24.875.153	18.127.004
Cuentas por pagar.	18	451.785	403.878
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	1.310.678	1.284.785
Total pasivos no corrientes		26.637.616	19.815.667
TOTAL PASIVOS		44.282.584	49.957.186
PATRIMONIO			
Capital emitido.	22	16.771.834	16.771.834
Ganancias (pérdidas) acumuladas.		16.829.959	15.324.913
Primas de emisión.		138.628	138.628
Otras reservas.		10.181.236	10.631.750
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		43.921.657	42.867.125
Total patrimonio		43.921.657	42.867.125
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		88.204.241	92.824.311

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Nota	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	84.042.763	73.106.342
Costo de ventas.	24	(71.295.931)	(60.039.592)
Ganancia bruta		12.746.832	13.066.750
Otros ingresos, por función.	23	764.714	816.832
Gasto de administración.	24	(6.512.336)	(6.521.266)
Otras ganancias (pérdidas).	24	(813.245)	(193.984)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		6.185.965	7.168.332
Ingresos financieros.	25	284.065	234.705
Costos financieros.	25	(2.128.685)	(1.955.068)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	12	132.925	131.856
Resultados por unidades de reajuste.	25	(287.287)	(333.201)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		4.186.983	5.246.624
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	(704.205)	(725.848)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		3.482.778	4.520.776
Ganancia (pérdida)		3.482.778	4.520.776
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		3.482.778	4.520.776
Ganancia (pérdida)		3.482.778	4.520.776
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	27	19,26	25,00
Ganancia (pérdida) por acción básica.		19,26	25,00

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	Nota	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ganancia (pérdida)		3.482.778	4.520.776
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	22	0	821.331
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	22	38.377	0
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.	22	0	30.098
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		38.377	851.429
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		38.377	851.429
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	22	0	(570.787)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	22	(7.675)	0
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(7.675)	(570.787)
Otro resultado integral		30.702	280.642
Total resultado integral		3.513.480	4.801.418
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		3.513.480	4.801.418
Total resultado integral		3.513.480	4.801.418

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio	
			Superávit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2013	16.771.834	138.628	10.890.132	980.554	(1.238.936)	10.631.750	15.324.913	42.867.125	42.867.125
Patrimonio reexpresado	16.771.834	138.628	10.890.132	980.554	(1.238.936)	10.631.750	15.324.913	42.867.125	42.867.125
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).		0					3.482.778	3.482.778	3.482.778
Otro resultado integral.		0	0	30.702	0	30.702		30.702	30.702
Total resultado integral	0	0	0	30.702	0	30.702	3.482.778	3.513.480	3.513.480
Dividendos.						0	(2.458.948)	(2.458.948)	(2.458.948)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(480.437)	0	(779)	(481.216)	481.216	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(480.437)	0	(779)	(481.216)	(1.977.732)	(2.458.948)	(2.458.948)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2013	16.771.834	138.628	10.409.695	1.011.256	(1.239.715)	10.181.236	16.829.959	43.921.657	43.921.657

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio	
			Superavit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2012	16.771.834	138.628	11.247.048	0	(1.268.114)	9.978.934	15.154.021	42.043.417	42.043.417
Ajustes de períodos anteriores									
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.	0	0	0	980.554	0	980.554	(980.554)	0	0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	980.554	0	980.554	(980.554)	0	0
Patrimonio reexpresado	16.771.834	138.628	11.247.048	980.554	(1.268.114)	10.959.488	14.173.467	42.043.417	42.043.417
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).		0					4.520.776	4.520.776	4.520.776
Otro resultado integral.		0	250.544	0	30.098	280.642		280.642	280.642
Total resultado integral	0	0	250.544	0	30.098	280.642	4.520.776	4.801.418	4.801.418
Dividendos.		0				0	(3.977.710)	(3.977.710)	(3.977.710)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(607.460)	0	(920)	(608.380)	608.380	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(607.460)	0	(920)	(608.380)	(3.369.330)	(3.977.710)	(3.977.710)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2012	16.771.834	138.628	10.890.132	980.554	(1.238.936)	10.631.750	15.324.913	42.867.125	42.867.125

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Nota	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 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.		101.478.234	95.241.048
Otros cobros por actividades de operación.		228.477	310.374
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(84.478.804)	(74.887.255)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(5.949.917)	(4.448.793)
Otros pagos por actividades de operación.		(2.378.108)	(2.017.193)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		27.225	68.062
Intereses recibidos.		201.004	131.141
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(2.377.672)	(1.856.412)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(1.088.173)	(104.313)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		5.662.266	12.436.659
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas.	8	(1.964.290)	(4.103.620)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		0	14.000
Compras de propiedades, planta y equipo.		(4.982.302)	(7.595.367)
Compras de activos intangibles.	13	0	(116.513)
Cobros a entidades relacionadas.	8	4.988.659	4.355.270
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.957.933)	(7.446.230)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Dividendos pagados.		(2.474.888)	(3.965.174)
Intereses pagados.		(1.219.035)	(1.034.398)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(3.693.923)	(4.999.572)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		10.410	(9.143)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		10.410	(9.143)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	824.184	833.327
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		834.594	824.184

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (en adelante la “Sociedad o Elecda”), es una empresa subsidiaria de Emel Norte S.A. (en adelante la “Sociedad Matriz”).

El controlador de Emel Norte S.A. es Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “Grupo CGE”).

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Pedro Aguirre Cerda N° 5558 en la ciudad de Antofagasta en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0333 y cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. tiene como objeto social principal el de distribuir, transmitir, y comercializar energía eléctrica en la II Región de Chile, teniendo como preocupación la atención a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de: Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla, entre otros.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N°398 de fecha 28 de Enero de 2014, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCION DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.

Elecda participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Antofagasta.

2.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de ELECDA están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es establecer un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución. Sin perjuicio de esto, en los últimos años, las barreras de entrada existentes en el mercado de generación y las dificultades para el desarrollo de proyectos de generación y transmisión han influido negativamente en los precios y han afectado la oferta de energía.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas a cobrar a clientes regulados son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que en las condiciones actuales de precios de generación, no parecen producir incentivos para ello. Además, aunque así fuera, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

2.2.- Mercado de distribución de electricidad.

ELECDA participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 165.015 clientes en la Región de Antofagasta, con ventas físicas que alcanzaron a 870 GWh al cierre del ejercicio 2013.

Contratos de suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado para los clientes del SING con el generador E-CL el cual entró en vigencia el 1 de enero de 2012 por un período de 15 años (dic-2026). Cabe mencionar que la porción del SIC de ELECDA, cuenta con contratos de suministro a precio licitado con ENDESA, AES GENER y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., el primero con vigencia hasta el 2019 y los otros dos con vigencia hasta el 2024.

Demanda

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, al mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado 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 países desarrollados.

Por cierto, es claro que la escasez en la oferta de energía afecta las ventas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, y con ello, sus resultados.

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, 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.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), y los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor agregado de distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2012 en el SING y de 2010 en el SIC, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente. Actualmente se encuentra en desarrollo el proceso tarifario para determinar las tarifas de distribución que regirán desde noviembre de 2012 a octubre de 2016.

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El valor agregado de distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Para la determinación del valor agregado de distribución, la CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de

Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPP Industrial, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la CNE.

El 2 de abril de 2013, fue publicado el Decreto 1T-2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor agregado de distribución para el cuatrienio 2012-2016.

Precios de compra traspasados a público:

Como ya se manifestó, uno de los componentes de la tarifa regulada de distribución corresponde al precio de nudo, fijado por la autoridad, en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Dicho precio considera el valor de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II, así como también, los costos asociados al uso de las instalaciones de subtransmisión, las que permiten entregar suministro eléctrico a los sistemas de distribución.

Cabe señalar al respecto, que el 9 de abril de 2013 fue publicado el decreto 14/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan las tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación. Sin embargo, aún se encuentran pendientes de publicación los correspondientes decretos de precios de nudo promedio, los cuales deben establecer la forma en que dichas tarifas se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios, lo cual ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados.

Por la misma situación, la “Determinación de excedente o déficit de recaudaciones” por diferencias en las unidades físicas de compra también se encuentra pendiente, lo que ha significado que se deba estimar una provisión por dicho desajuste.

Precios de servicios asociados al suministro

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de

tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, la CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

Actualmente se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará los precios de los servicios al suministro de electricidad, correspondiente al proceso tarifario del cuatrienio 2012-2016.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario, ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

2.3.- Mercado de transmisión de electricidad.

La transmisión de electricidad está compuesta por el sistema de transmisión troncal, los sistemas de subtransmisión y los sistemas de transmisión adicionales. El sistema troncal interconecta las subestaciones troncales definidas en los decretos de precio de nudo, mientras que los sistemas de subtransmisión corresponden a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema troncal con los clientes finales (empresas distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios) que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Por su parte, los sistemas de transmisión adicional corresponden a todas las instalaciones que no pertenecen al sistema troncal o a la subtransmisión, y que están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía de usuarios no sometidos a regulación de precios.

ELECDA, en el ámbito de la transmisión, sólo participa del negocio de subtransmisión.

Las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través del estudio de subtransmisión, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años y se aplica para un período de cuatro años.

El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas.

La Tarifa resultante, garantiza una rentabilidad anual sobre los activos del 10%, y se ajusta cada 6 meses considerando variables como el índice de precios al productor industrial (IPP Industrial), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del Acero, Cobre, y Aluminio.

El referido estudio considera separadamente las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantenimiento, operación y administración anuales asociados a las instalaciones.

El 9 de abril de 2013 fue publicado el Decreto N°14-2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual fijan las tarifas de los sistemas de Subtransmisión y de Transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, que rigen desde enero de 2011 hasta diciembre de 2014.

Adicionalmente, durante el año 2013 se dio inicio al proceso de tarificación del cuatrienio 2015-2018.

Precios

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley N° 19.940 de 2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL N°4 de 2006), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas y otorgando así certidumbre regulatoria a este segmento.

Resumidamente el proceso consiste en calcular una tarifa para los servicios regulados de la empresa transmisora de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantenimiento y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente.

Así, la regulación vigente alinea los ingresos del sector transmisión con la demanda eléctrica del país. Por lo anterior, los ingresos esperados tienen una relación directa con la tasa de crecimiento efectiva de la población y del PIB, existiendo la posibilidad de producirse variaciones entre los ingresos reales con respecto a los esperados.

De esta forma, se puede concluir que el negocio de transmisión y transformación de electricidad, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista regulatorio y tarifario, al contar con un marco regulatorio estable donde los precios son determinados con mecanismos de carácter técnico, diseñados para obtener una rentabilidad justa para los activos invertidos en este sector.

Demanda

Los ingresos por subtransmisión están directamente relacionados con la demanda requerida por las distribuidoras. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos por subtransmisión y el crecimiento económico imperante en las zonas donde opera, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En ese sentido, es importante destacar la estabilidad del consumo eléctrico en Chile. Por lo anterior, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los períodos y ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

3.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

Los presentes estados financieros de la Sociedad han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo y propiedades de inversión.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado las políticas emanadas desde el Grupo CGE.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

Además, se han efectuado reclasificaciones al patrimonio neto para revelar retrospectivamente los efectos de pérdidas y ganancias actuariales de beneficios definidos, a efectos de dar cumplimiento a lo requerido por la NIC 19 (r).

3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2013.

3.2.1.- Enmienda a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de la normas internacionales de información financiera”, emitida en marzo de 2012. Añade una excepción para la contabilización de los préstamos del gobierno a tasas de interés por debajo del mercado.

3.2.2.- Enmienda a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en junio 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítems de los Otros Resultados Integrales se clasifiquen y agrupen evaluando si serán potencialmente reclasificados a resultados en períodos posteriores. De aplicación obligatoria a contar del 01 de julio de 2012.

3.2.3.- NIC 19 Revisada, “Beneficios a los Empleados”. Emitida en junio de 2011, reemplaza a la NIC 19 (1998). Esta norma revisada modifica el reconocimiento y medición de los gastos por planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. Adicionalmente, incluye modificaciones a las revelaciones de todos los beneficios de los empleados.

- 3.2.4.- NIC 27 “Estados financieros separados”. Emitida en mayo de 2011, reemplaza a NIC 27 (2008). El alcance de esta norma se restringe a partir de este cambio sólo a estados financieros separados, dado que los aspectos vinculados con la definición de control y consolidación fueron removidos e incluidos en la NIIF 10. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28.
- 3.2.5.- NIC 28 “Inversiones en asociadas y joint ventures”. Emitida en mayo de 2011, regula el tratamiento contable de estas inversiones mediante la aplicación del método de la participación. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27.
- 3.2.6.- Enmienda a la NIIF 7, “Instrumentos financieros”: Información a revelar. Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros.
- 3.2.7.- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial” y la orientación sobre el control y la consolidación de NIC 27 “Estados financieros consolidados”. Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- 3.2.8.- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”. Emitida en mayo de 2011, reemplaza a la NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” y SIC 13 “Entidades controladas conjuntamente”. Dentro de sus modificaciones se incluye la eliminación del concepto de activos controlados conjuntamente y la posibilidad de consolidación proporcional de entidades bajo control conjunto. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- 3.2.9.- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”. Emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma todos los requerimientos de revelaciones en los estados financieros relacionadas con las participaciones en otras entidades, sean estas calificadas como subsidiarias, asociadas u operaciones conjuntas. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.2.10.- NIIF 13 “Medición del valor razonable”. Emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma la forma de medir el valor razonable de activos y pasivos y las revelaciones necesarias sobre éste, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición.
- 3.2.11.- CINIIF 20 “Stripping Costs” en la fase de producción de minas a cielo abierto. Emitida en octubre de 2011, regula el reconocimiento de “Stripping Costs” como un activo, la medición inicial y posterior de este activo. La interpretación exige que las entidades mineras que presentan estados financieros conforme a las NIIF cancelen los activos de “Stripping Costs” existentes con las ganancias acumuladas iniciales cuando los activos no puedan ser atribuidos a un componente identificable de un yacimiento.
- 3.2.12.- Mejora a la NIC 16 “Propiedades, planta y equipos”, emitida en mayo de 2012. La modificación aclara que las piezas de repuestos y el equipo auxiliar que cumplen con la definición de propiedades, planta y equipo no son inventarios.

- 3.2.13.- Mejora a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”. Emitida en mayo de 2012. Aclara que una empresa puede aplicar IFRS 1 más de una vez, bajo ciertas circunstancias.
- 3.2.14.- Mejora a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en mayo de 2012. Clarifica requerimientos de información comparativa cuando la entidad presenta una tercera columna de balance.
- 3.2.15.- Mejora a la NIC 32 “Presentación de Instrumentos Financieros”. Emitida en mayo de 2012. Clarifica el tratamiento del impuesto a las ganancias relacionado con las distribuciones y costos de transacción.
- 3.2.16.- Mejora a la NIC 34 “Información financiera intermedia”. Emitida en mayo de 2012. La modificación aclara los requerimientos de NIC 34 relacionados con la información de los segmentos de operación de los activos y pasivos totales con el fin de aumentar la coherencia con los requerimientos de IFRS 8 “Segmento de operación”. La modificación establece que los activos y pasivos totales para un segmento de operación particular sólo se revelarán cuando las cantidades son medidas por la alta administración con regularidad y hubo un cambio material en la comparación con la información revelada en los estados financieros anteriores para segmento de operación. Una entidad aplicará esta modificación retrospectivamente de acuerdo con NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores”.
- 3.2.17.- Enmiendas a las NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos” y NIIF 12 “Revelaciones de participaciones en otras entidades”. Emitida en junio de 2012. La modificación clarifica las disposiciones transitorias para NIIF 10, indicando que es necesario aplicarla el primer día del período anual en la que se adopta la norma. Por lo tanto, podría ser necesario realizar modificaciones a la información comparativa presentada en dicho período, si es que la evaluación del control sobre inversiones difiere de lo reconocido de acuerdo a NIC 27/SIC 12. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2013, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- Enmienda a la NIC 32 “Instrumentos financieros. Presentación”. Emitida en diciembre 2011. Aclara los requisitos para la compensación de activos y pasivos financieros en el Estado de Situación Financiera. Específicamente, indica que el derecho de compensación debe estar disponible a la fecha del estado financiero y no depender de un acontecimiento futuro. Indica también que debe ser jurídicamente obligante para las contrapartes tanto en el curso normal del negocio, así como también en el caso de impago, insolvencia o quiebra. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada está permitida.
- 3.3.2.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros. Posteriormente esta norma fue modificada en noviembre de 2010 para incluir el tratamiento y clasificación de pasivos financieros. La norma inicialmente era aplicable a contar del 1 de enero de 2015, sin embargo el IASB observó que esta fecha no da suficiente tiempo a las entidades de preparar la aplicación, por lo cual decidió de publicar la fecha efectiva cuando el proyecto esté más cerca a completarse. Por eso, su fecha de aplicación efectiva está por determinarse y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.3.- Mejora a las NIC 27 “Estados Financieros Separados” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otras entidades”. Emitida en octubre de 2012. Las modificaciones incluyen la definición de una entidad de inversión e introducen una excepción para consolidar ciertas subsidiarias pertenecientes a entidades de inversión. Esta modificación requiere que una entidad de inversión mida esas subsidiarias al valor razonable con cambios en resultados de acuerdo a la NIIF 9 “Instrumentos Financieros” en sus estados financieros consolidados y separados. Las modificaciones también introducen nuevos requerimientos de información a revelar relativos a entidades de inversión en la NIIF 12 y en la NIC 27. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida..
- 3.3.4.- CINIIF 21 “Gravámenes”. Emitida en mayo de 2013. Esta interpretación de la NIC 37 “Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes”, proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros. Estas modificaciones son aplicables a partir del 1 de enero de 2014.
- 3.3.5.- Enmienda a NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”. Emitida en mayo de 2013. La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida para los períodos en que la entidad ha aplicado la NIIF 13.
- 3.3.6.- Enmienda a NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”. Emitida en junio de 2013. A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.7.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los Empleados”. Emitida en noviembre de 2013. Está enmienda se aplica a las aportaciones de empleados o terceros a planes de beneficios definidos. El objetivo de las enmiendas es la simplificación de la contabilidad de aportaciones que están independientes de los años de servicio del empleado; por ejemplo, aportaciones de empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del salario. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.8.- Enmienda a NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”. Emitida en diciembre de 2013. A través de esta enmienda se clarifican algunos aspectos de la contabilidad de consideraciones contingentes en una combinación de negocios. NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” requiere que la medición subsecuente de una consideración contingente debe realizarse al valor razonable, por lo cual elimina las referencias a IAS 37 “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes” u otras NIIF que potencialmente tienen otras bases de valorización que no constituyen el valor razonable. Se deja la referencia a NIIF 9 “Instrumentos Financieros”; sin embargo, se modifica NIIF 9 aclarando que una consideración contingente, sea un activo o pasivo financiero, se mide al valor razonable con cambios en resultados u otros resultados integrales, dependiendo de los requerimientos de ésta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.9.- Enmienda a NIC 40 “Propiedades de Inversión”. Emitida en diciembre de 2013. A través de esta modificación La enmienda aclara que se requiere de juicio para determinar si la adquisición de propiedades de inversión constituye la adquisición de un activo, un grupo de activos o una combinación de negocios conforme la NIIF 3. El juicio se basa en la orientación de la NIIF 3 más que en la NIC 40, que brinda orientación para determinar si una propiedad es una inversión en propiedades u ocupada por el propietario. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, y que pudiesen aplicar, no tendrán un impacto significativo en sus estados financieros en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.

3.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (“moneda funcional”). La moneda funcional de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. es el peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros de la Sociedad.

3.4.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo.

3.4.3.- Bases de conversión.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en Unidades de Fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre respectivamente:

Fecha	CL \$/ US \$	CL \$ / UF
31/12/2013	524,61	23.309,56
31/12/2012	479,96	22.840,75

CL \$ Pesos chilenos
 U.F. Unidades de fomento
 US \$ Dólar estadounidense

3.5.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: venta de energía eléctrica y servicios para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 28.

3.6.- Propiedades, planta y equipo.

Los terrenos y edificios de la Sociedad, se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución eléctrica, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva o superávit por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integral.

El resto de las propiedades, planta y equipo, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso, incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se

cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas.

El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

3.7.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por la Sociedad. El criterio de valorización inicial de las propiedades de inversión es al costo y la medición posterior es a su valor razonable, por medio de retasaciones independientes que reflejan su valor de mercado.

Las pérdidas o ganancias derivadas de un cambio en el valor razonable de las propiedades de inversión se incluyen en el resultado del ejercicio en que se generan, y se presentan en el rubro otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados por función.

3.8.- Activos intangibles.

3.8.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo. La explotación de dichos derechos en general no tiene una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.8.2.- Programas informáticos.

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por la Sociedad, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

3.9.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo calificado se capitalizan durante el período de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Otros costos por intereses se registran en resultados (costos financieros).

3.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

3.11.- Activos financieros.

La Sociedad al cierre de los estados financieros, sólo presenta activos financieros clasificados en préstamos y cuentas por cobrar, que se definen como activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha de los estados de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, y el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de situación financiera.

Reconocimiento y medición:

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos

financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y la Sociedad ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

La Sociedad evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados, se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

Los activos y pasivos financieros se exponen netos en el estado de situación financiera cuando existe el derecho legal de compensación y la intención de cancelarlos sobre bases netas o realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.12.- Inventarios.

Los costos de construcción de obras eléctricas para terceros, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluyen costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo las ventas.

3.13.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimientos no superan los 20 días desde su facturación y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos. Las cuentas comerciales a cobrar no corrientes se reconocen a su costo amortizado.

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros

del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.

3.14.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que la Sociedad ejerce influencia significativa pero no tiene control, lo cual generalmente está acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas o coligadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo.

La participación de la Sociedad en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio y se reflejan según corresponda en el estado de resultados integrales.

Cuando la participación de la Sociedad en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, la Sociedad no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

Las ganancias o pérdidas de dilución en coligadas o asociadas se reconocen en el estado de resultado por función.

Las inversiones en asociadas del mismo grupo, pasan a ser tratadas como subsidiarias en cuanto a la presentación del valor patrimonial por poseer el control dentro del grupo.

3.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos con un riesgo poco significativo de cambio de valor y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como otros pasivos financieros en el pasivo corriente.

3.16.- Capital social.

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los ingresos obtenidos.

3.17.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante el plazo de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que la Sociedad tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha de los estados de situación financiera.

3.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integrales o provienen de una combinación de negocios.

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera.

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (y leyes) aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de los estados de situación financiera y que se espera aplicar cuando el correspondiente activo por impuesto diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar dichas diferencias.

El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

3.20.- Beneficios a los empleados.

3.20.1.- Vacaciones del personal.

La Sociedad reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

3.20.2.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

La Sociedad constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19, de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

Los planes de beneficios definidos establecen el monto de retribución que recibirá un empleado al momento estimado de goce del beneficio, el que usualmente, depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, rotación, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando rendimientos de mercado de bonos denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.20.3.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese que no califican con descrito en el punto 3.20.2.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

- i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

3.20.4.- Participación en las utilidades.

La Sociedad reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad.

3.21.- Provisiones.

La Sociedad reconoce una provisión cuando está obligado contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

Las provisiones para contratos onerosos, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de la Sociedad. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de los estados de situación financiera, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

3.22.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

3.23.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios incluyen el valor razonable de las contraprestaciones recibidas o a recibir por la venta de bienes y servicios en el curso ordinario de las actividades de la Sociedad. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, rebajas y descuentos.

La Sociedad reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de la Sociedad, tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

3.23.1.- Ventas de electricidad.

El ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.23.2.- Ingresos por intereses.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de la tasa de interés efectiva.

3.24.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance físico. Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.

3.25.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el período en que son declarados y aprobados por los accionistas o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

La Sociedad efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

4.1.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas (“los beneficios”) depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

La Sociedad determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza la Sociedad para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, la Sociedad considera las tasas de interés de mercado de bonos que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 20 se presenta información adicional al respecto.

4.2.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR / VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado, si corresponde, para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros de la Sociedad.

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad en el mercado de la distribución y transmisión de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

5.1.- Riesgo financiero.

Los negocios en que participa la Sociedad, 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 mecanismo de carácter técnico, 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.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

5.1.1.- Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, CGE, 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 y unidades de reajuste.

Al cierre del ejercicio de 2013, la deuda financiera de ELECDA alcanzó a M\$ 25.421.157 la que se encuentra denominada en unidades de fomento y pesos.

Tipo de deuda	31/12/2013		31/12/2012	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	10.742.882	42,26%	10.705.890	42,73%
Deuda en unidades de fomento	14.678.275	57,74%	14.348.572	57,27%
Total deuda financiera	25.421.157	100,00%	25.054.462	100,00%

La mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la unidad de fomento respecto del peso.

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF en el presente período, se observa un impacto negativo de M\$ 289.959.

Períodos de análisis	UF	M\$
31 de diciembre de 2012	618.500	14.127.004
31 de diciembre de 2013	618.500	14.416.963
Resultado por unidad de reajuste		(289.959)

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto en las unidades de reajustes debido a una variación de 1% en la unidad de fomento respecto del peso.

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una utilidad por la variación de la unidad de fomento respecto del peso o una pérdida de M\$ 144.169 para el ejercicio recién concluido.

5.1.2.- Riesgo de tasa de interés.

Al cierre del ejercicio, la deuda financiera de Elecda se encuentra estructurada en un 100% a tasa variable.

2013	M\$	%
Deuda tasa fija	0	0,00%
Deuda tasa variable	25.421.157	100,00%
Total deuda financiera	25.421.157	100,00%

2012	M\$	%
Deuda tasa fija	6.615.641	26,00%
Deuda tasa variable	18.438.821	74,00%
Total deuda financiera	25.054.462	100,00%

Al efectuar un análisis de sensibilidad de la deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 254.212 de mayor gasto por intereses.

5.1.3.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez en ELECDA es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

A nivel del Grupo CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del 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 de los diversos negocios en que participa la Compañía. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus filiales.

El flujo que genera la deuda financiera de ELECDA se ha estructurado en un 5% a corto plazo y un 95% a largo plazo, mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31/12/2013	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Total M\$
Bancos	1.311.170	26.847.296	28.158.466
Total	1.311.170	26.847.296	28.158.466
Porcentualidad	5%	95%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31/12/2012	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Total M\$
Bancos	7.414.218	19.464.480	26.878.698
Total	7.414.218	19.464.480	26.878.698
Porcentualidad	28%	72%	100%

5.1.4.- Riesgo de crédito deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy limitado. El corto plazo de cobro a los clientes permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los tres clientes más grandes equivalen a un 8,3% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes.

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 46% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada, iniciando su actividad de cobranza a partir del día 46 del vencimiento de su primer documento de cobro y se aplica la suspensión de suministro como herramienta de cobranza definida en la ley.

En el siguiente cuadro se puede apreciar lo planteado anteriormente en el sentido que el riesgo de crédito es bajo. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de ELECDA es de aproximadamente 2,2 meses de ventas. Del mismo modo, el monto de deudas comerciales vencidas y deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 0,83% del total de ingresos operacionales.

Conceptos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	84.042.763	73.106.342
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	15.297.462	18.816.120
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	695.688	664.460
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	2,2	3,2
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	0,83%	0,92%

5.1.5.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 31 de diciembre 2013. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación el resumen del valor libro y de mercado del saldo insoluto de los pasivos financieros de la Sociedad:

Deuda al 31 de diciembre de 2013	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	25.421.157	25.825.680	1,59%
Total pasivo financiero	25.421.157	25.825.680	1,59%

Deuda al 31 de diciembre de 2012	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	25.054.462	24.841.225	-0,85%
Total pasivo financiero	25.054.462	24.841.225	-0,85%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	695.276	623.253
Saldos en bancos.	139.318	200.931
Total efectivo.	834.594	824.184
Total	834.594	824.184

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no difiere del presentado en los estados de flujos de efectivo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	834.594	824.184
Total		834.594	824.184

7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

7.1.- Composición del rubro.

7.1.1.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales, neto.	12.073.653	12.920.602	22.168	73.320
Otras cuentas por cobrar, neto. (*)	2.008.160	4.643.407	497.793	514.331
Total	14.081.813	17.564.009	519.961	587.651

7.1.2.- Detalle de otras cuentas por cobrar, neto.

(*) Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	367.559	309.248	497.793	514.331
Anticipo de remuneraciones.	13.782	21.055	0	0
Fondos por rendir.	6.409	4.665	0	0
Sub total	387.750	334.968	497.793	514.331
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	1.421.970	4.162.786	0	0
Anticipo Proveedores.	55.306	62.859	0	0
Otros documentos por cobrar.	159.462	108.645	0	0
Otros.	13.153	4.098	0	0
Provisión de deterioro.	(29.481)	(29.949)	0	0
Sub total	1.620.410	4.308.439	0	0
Total	2.008.160	4.643.407	497.793	514.331

(*) Ver Nota 18.1.

7.1.3.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales, bruto.	12.739.860	13.555.113	22.168	73.320
Otras cuentas por cobrar, bruto.	2.037.641	4.673.356	497.793	514.331
Total	14.777.501	18.228.469	519.961	587.651

7.1.4.- Deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales.	666.207	634.511
Otras cuentas por cobrar.	29.481	29.949
Total	695.688	664.460

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial.	664.460	850.761
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	0	(211.120)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	31.228	24.819
Total	695.688	664.460

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada. La Sociedad no solicita colaterales en garantía.

La calidad crediticia en materia de energía eléctrica, las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en sus Art. N° 146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

La Sociedad ha definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

Clientes del segmento electricidad: Toda deuda superior a tres años de antigüedad es provisionada en un 100%. Adicional a lo anterior se establece un porcentaje a las treinta y seis últimas facturaciones móviles incluido IVA, este porcentaje se establece considerando la experiencia de cobranza sobre base histórica que haya tenido la distribuidora. Asimismo se provisionan en un 100% aquellos clientes que sin cumplir la condición de antigüedad, evidencian un riesgo de incobrabilidad en función de su situación jurídica, como son por ejemplo los deudores en estado de quiebra. Todos los servicios clasificados como Municipales y Fiscales son excluidos de la provisión.

Clientes del segmento servicios: Toda deuda mayor a 6 meses es deteriorada incluyendo las cuotas vencidas como las por vencer. Las cuotas vencidas ponderan con capital e intereses, en cambio, las cuotas por vencer solo por su parte de capital.

7.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

31/12/2013	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	8.077.932	3.140.977	647.813	107.045	61.198	39.080	31.048	22.115	20.083	614.737	12.762.028	12.739.860	22.168
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.											0	0	0
Otras cuentas por cobrar, bruto.	1.959.351	3.279	500	1.440	0	0	0	0	0	570.864	2.535.434	2.037.641	497.793
Provision deterioro.	(6.547)	(3.798)	(991)	(177)	(213)	(30.574)	(27.715)	(19.423)	(17.014)	(589.236)	(695.688)	(695.688)	
Total	10.030.736	3.140.458	647.322	108.308	60.985	8.506	3.333	2.692	3.069	596.365	14.601.774	14.081.813	519.961

31/12/2012	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	7.761.530	4.148.005	644.399	211.090	107.537	71.981	57.334	46.962	56.972	522.623	13.628.433	13.555.113	73.320
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.594.987	6.004	2.796	2.000	0	0	0	0	0	581.900	5.187.687	4.673.356	514.331
Provision deterioro.	(7.909)	(6.925)	(1.333)	(671)	(2.136)	(63.359)	(51.368)	(39.883)	(47.965)	(442.911)	(664.460)	(664.460)	0
Total	12.348.608	4.147.084	645.862	212.419	105.401	8.622	5.966	7.079	9.007	661.612	18.151.660	17.564.009	587.651

7.3.- Resumen de estratificación de la cartera.

El resumen de estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

31/12/2013								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	3.649.068	0	0	0	0	3.649.068	0
Por vencer.	101.709	4.231.871	(6.315)	935	196.993	(232)	4.428.864	(6.547)
Sub total por vencer	101.709	7.880.939	(6.315)	935	196.993	(232)	8.077.932	(6.547)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días.	43.940	3.129.953	(3.777)	458	11.024	(21)	3.140.977	(3.798)
Entre 31 y 60 días.	12.066	646.713	(970)	11	1.100	(21)	647.813	(991)
Entre 61 y 90 días.	1.050	103.862	(156)	3	3.183	(21)	107.045	(177)
Entre 91 y 120 días.	596	60.790	(91)	1	408	(122)	61.198	(213)
Entre 121 y 150 días.	365	37.995	(30.437)	6	1.085	(137)	39.080	(30.574)
Entre 151 y 180 días.	341	30.642	(27.578)	4	406	(137)	31.048	(27.715)
Entre 181 y 210 días.	253	21.429	(19.286)	5	686	(137)	22.115	(19.423)
Entre 211 y 250 días.	240	18.599	(16.739)	6	1.484	(275)	20.083	(17.014)
Más de 250 días.	4.455	542.829	(514.383)	320	71.908	(45.372)	614.737	(559.755)
Sub total vencidos	63.306	4.592.812	(613.417)	814	91.284	(46.243)	4.684.096	(659.660)
Total	165.015	12.473.751	(619.732)	1.749	288.277	(46.475)	12.762.028	(666.207)

31/12/2012								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	2.857.996	0	0	0	0	2.857.996	0
Por vencer.	97.262	4.526.833	(6.791)	2.003	376.701	(1.118)	4.903.534	(7.909)
Sub total por vencer	97.262	7.384.829	(6.791)	2.003	376.701	(1.118)	7.761.530	(7.909)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días.	40.940	4.122.693	(6.184)	200	25.312	(741)	4.148.005	(6.925)
Entre 31 y 60 días.	14.600	642.187	(963)	13	2.212	(370)	644.399	(1.333)
Entre 61 y 90 días.	1.165	208.192	(312)	9	2.898	(359)	211.090	(671)
Entre 91 y 120 días.	486	103.940	(156)	8	3.597	(1.980)	107.537	(2.136)
Entre 121 y 150 días.	429	69.065	(61.429)	7	2.916	(1.930)	71.981	(63.359)
Entre 151 y 180 días.	303	55.046	(49.541)	3	2.288	(1.827)	57.334	(51.368)
Entre 181 y 210 días.	296	43.832	(39.449)	10	3.130	(434)	46.962	(39.883)
Entre 211 y 250 días.	308	52.202	(46.982)	4	4.770	(983)	56.972	(47.965)
Más de 250 días.	4.130	266.736	(253.399)	279	255.887	(159.563)	522.623	(412.962)
Sub total vencidos	62.657	5.563.893	(458.415)	533	303.010	(168.187)	5.866.903	(626.602)
Total	159.919	12.948.722	(465.206)	2.536	679.711	(169.305)	13.628.433	(634.511)

El detalle y apertura por segmento se encuentra en la Nota 28.1.

7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31/12/2013				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	3	4.930	3	1.302
Total	3	4.930	3	1.302

31/12/2012				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	10	1.939	3	3.840
Total	10	1.939	3	3.840

7.5.- Provisión y castigos.

El detalle del movimiento del ejercicio de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Provisión y castigos	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada.	154.057	19.855
Provisión cartera repactada.	(122.829)	4.964
Total	31.228	24.819

7.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01/01/2013 31/12/2013
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica.	1.962.215	72.027.729
Ventas de servicios.	1.780	12.015.034
Total	1.963.995	84.042.763

Segmentos de ventas	Operaciones	01/01/2012 31/12/2012
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica.	1.904.727	66.751.302
Ventas de servicios.	5.591	6.355.040
Total	1.910.318	73.106.342

8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato o hasta 90 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en el Título XVI de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

La Sociedad, tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones.

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	218	577
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.200	2.140
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	242.464	343.073
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	607	1.088
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	44.387	80.313
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	49	176
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.215	3.182
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	0	2.169.858
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	400
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	63	269
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Director común	CL \$	253	0
TOTALES							294.456	2.601.076

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	38	308
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.593	1.947
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	93.740	2.607
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	1.120	1.080
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	31	54
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	346	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	25.446	24.900
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	864.972	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	111.018	191.261
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	29.118	56.850
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	77.026	107.566
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	175.810	175.081
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	14.196	201.871
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	3.345	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	5.548	14.923
TOTALES							1.404.347	778.448

8.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2013 31/12/2013		01/01/2012 31/12/2012	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
						M\$		M\$	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	5.937.218	0	3.346.025	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	2.912.849	0	3.094.375	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses cobrados	CL \$	201.004	190.543	131.141	128.550
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Servicios prestados	CL \$	5	5	63.983	63.983
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Compra de materiales	CL \$	73.501	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Venta de materiales	CL \$	0	0	13.401	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Venta de energía	CL \$	896	896	1.218	1.218
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Intereses cobrados	CL \$	8	8	2	2
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Compra de materiales	CL \$	0	0	51.500	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL \$	240.402	240.402	243.293	243.293
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía	CL \$	7.162	7.162	6.414	6.414
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de materiales	CL \$	0	0	30.088	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Intereses cobrados	CL \$	29	29	13	13
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Compra de energía y potencia	CL \$	1.070	(1.070)	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	9	(9)	550	(550)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	91	(91)	3.331	(3.331)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	31.427	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	8	(8)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	152.182	(152.182)	163.126	(163.126)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	147	(147)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	3.950	3.950	18.943	18.943
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	24.864	24.864	38.007	38.007
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	253.485	(253.485)	249.371	(249.371)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	764.620	(764.620)	990.684	(990.684)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	32.822	(32.822)	35.557	(35.557)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	190	(11)	689	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	3.067	0	45.879	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Servicios prestados	CL \$	15	15	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Venta de energía	CL \$	1.720	1.720	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	37.331	(37.331)	22.780	(22.780)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	1.676.504	(301.911)	2.545.259	(243.212)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	206.359	(206.359)	122.418	(122.418)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	839	839	923	923
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	17	17	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Intereses cobrados	CL \$	11	11	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	189.770	(884)	189.193	(557)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	114.675	(114.675)	166.296	(166.296)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	771	771	722	722
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Intereses cobrados	CL \$	32	32	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	6	6	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	45.404	(45.404)	61.418	(61.418)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	26.274	(26.274)	180.318	(180.318)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	12.971	12.971	16.846	16.846
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	29.625	(29.625)	10.488	(10.488)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	53.050	(2.082)	1.428	(701)
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	1.827.725	(1.827.725)	1.759.439	(1.759.439)
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL \$	139.188	0	106.456	0
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	45	45	220	220
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	27.659	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	2.094	(2.094)	234	(234)
TOTALES						14.973.858	(3.314.376)	13.771.261	(3.491.493)

8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de Elecda S.A. está compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un período de 2 años en sus funciones, pudiendo éstos reelegirse.

En Junta Ordinaria de Accionistas, N° 24 celebrada con fecha 16 de marzo de 2012 se reeligió el Directorio de la Sociedad, de acuerdo a lo siguiente:

Rafael Pablo Salas Cox	Presidente
Eduardo Rafael Morandé Montt	Vicepresidente
Jorge Eduardo Marín Correa	Director
José Luis Hornauer Herrmann	Director
Andrés Pérez Cruz	Director

El equipo gerencial de la Sociedad lo compone el gerente general, cuatro gerentes de área y diez subgerentes.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

En artículo décimo tercero de los estatutos sociales establece que el cargo de Director no es remunerado.

8.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al equipo gerencial clave asciende a M\$ 294.792 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, (M\$ 237.280 en el mismo ejercicio de 2012).

La Sociedad tiene para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

9.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Trabajos en curso.	436.198	2.460.977
Total	436.198	2.460.977

10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012:

Activos, pasivos por impuestos	Corriente	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos por impuestos		
Pagos provisionales mensuales.	1.951.061	1.409.481
Créditos al impuesto.	27.107	29.168
Subtotal activos por impuestos	1.978.168	1.438.649
Pasivos por impuestos		
Impuesto a la renta de primera categoría.	(882.857)	(1.978.988)
Subtotal pasivos por impuestos	(882.857)	(1.978.988)
Total activos (pasivos) por impuestos	1.095.311	(540.339)

11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Gastos pagados por anticipado.	34.338	31.160
Garantías de arriendo.	17.098	17.055
Otros activos	184.897	0
Total	236.333	48.215

12.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.

12.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2013.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2013 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2013 M\$
Inversiones en asociadas.	1.921.924	132.925	(27.225)	0	2.027.624
Total	1.921.924	132.925	(27.225)	0	2.027.624

Al 31 de diciembre de 2012.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2012 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$
Inversiones en asociadas.	1.828.032	131.856	(68.063)	30.099	1.921.924
Total	1.828.032	131.856	(68.063)	30.099	1.921.924

12.2.- Inversiones en asociadas.

12.2.1.- Inversiones en asociadas contabilizadas usando el método de la participación.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2013 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2013 M\$
Transemel S.A.	Chile	CL \$	11,0000%	11,0000%	1.921.924	132.925	(27.225)	0	2.027.624
Total					1.921.924	132.925	(27.225)	0	2.027.624

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2012 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$
Transemel S.A.	Chile	CL \$	11,00000%	11,00000%	1.828.032	131.856	(68.063)	30.099	1.921.924
Total					1.828.032	131.856	(68.063)	30.099	1.921.924

12.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31/12/2013											
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Transemel S.A.	11,000000%	1.718.538	31.742.474	33.461.012	15.028.064	0	15.028.064	18.432.948	4.025.523	(2.817.116)	1.208.407	1.208.407	1.208.407
Total		1.718.538	31.742.474	33.461.012	15.028.064	0	15.028.064	18.432.948	4.025.523	(2.817.116)	1.208.407	1.208.407	1.208.407

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31/12/2012											
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Transemel S.A.	11,000000%	1.381.503	27.779.265	29.160.768	5.597.784	6.090.943	11.688.727	17.472.041	3.662.775	(2.464.080)	1.198.695	1.198.695	1.472.321
Total		1.381.503	27.779.265	29.160.768	5.597.784	6.090.943	11.688.727	17.472.041	3.662.775	(2.464.080)	1.198.695	1.198.695	1.472.321

12.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas.

Transemel S.A., es una sociedad anónima cerrada, por lo tanto, no cotiza sus acciones en la Bolsa de Valores.

13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

13.1 Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto por servidumbres de paso y programas informáticos. Su detalle al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Activos Intangibles	31/12/2013		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	2.683.959	(2.602.369)	81.590
Otros activos intangibles identificables.	5.612	0	5.612
Total	2.689.571	(2.602.369)	87.202

Activos Intangibles	31/12/2012		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	2.677.451	(2.568.336)	109.115
Otros activos intangibles identificables.	7.023	0	7.023
Total	2.684.474	(2.568.336)	116.138

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es de los intangibles con vida finita.

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles de vida finita.	2.602.369	2.568.336
Total	2.602.369	2.568.336

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	4	4
Otros activos intangibles identificables.	Vida	Indefinida	Indefinida
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31/12/2013		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	109.115	7.023	116.138
Retiros.	0	(1.411)	(1.411)
Amortización.	(34.032)	0	(34.032)
Otros incrementos (disminuciones).	6.507	0	6.507
Cambios, total	(27.525)	(1.411)	(28.936)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	81.590	5.612	87.202

Movimientos en activos intangibles	31/12/2012		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	10.757	7.023	17.780
Adiciones.	116.513	0	116.513
Amortización.	(18.155)	0	(18.155)
Cambios, total	98.358	0	98.358
Saldo al 31 de diciembre de 2012	109.115	7.023	116.138

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31/12/2013	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	5.612	Indefinida
Total	5.612	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	desde al	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	Ref. Nota	M\$	M\$
Gastos de administración.		34.032	18.155
Total		34.032	18.155

13.2 Activos intangibles con vida útil indefinida.

13.2.1.- Servidumbres.

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

14.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

14.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Saldo Inicial	2.566.321	2.057.540
Transferencias (desde) propiedades ocupadas por el dueño, propiedades de inversión.	0	120.608
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	0	388.173
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	0	508.781
Total	2.566.321	2.566.321

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable de las propiedades de inversión, son evaluadas y efectuadas en forma anual.

14.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	2.566.321	2.566.321
Total	2.566.321	2.566.321

14.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	175.195	159.964

15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

15.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de la Sociedad.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	40	60
Vida útil para planta y equipo.	20	45
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	3	3
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	10	25
Vida útil para vehículos de motor.	5	10

15.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es la siguiente al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

15.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipo, neto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Construcciones en curso.	4.472.706	5.189.253
Terrenos.	2.126.630	2.126.630
Edificios.	1.726.315	1.770.937
Planta y equipo.	54.655.845	52.243.159
Subestaciones de poder.	11.560.248	10.369.835
Líneas de transporte energía.	2.291.415	2.453.941
Subestaciones de distribución.	7.614.108	7.047.557
Líneas y redes de media y baja tensión.	32.301.729	31.467.611
Estanques domiciliarios.	888.345	904.215
Equipamiento de tecnología de la información	5.110	22.263
Instalaciones fijas y accesorios	1.365.458	1.084.290
Equipos de comunicaciones.	114.929	95.697
Herramientas.	813.938	539.882
Muebles y útiles.	108.245	133.602
Instalaciones y accesorios diversos.	328.346	315.109
Vehículos de motor.	644.799	428.862
Otras propiedades, planta y equipo.	813.402	1.245.294
Total	65.810.265	64.110.688

15.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Construcciones en curso.	4.472.706	5.189.253
Terrenos.	2.126.630	2.126.630
Edificios.	2.406.463	2.397.263
Planta y equipo.	73.660.243	69.498.549
Subestaciones de poder.	13.718.273	12.190.323
Lineas de transporte energía.	4.743.710	4.743.710
Subestaciones de distribución.	10.869.569	10.049.823
Líneas y redes de media y baja tensión.	41.748.155	40.037.128
Estanques domiciliarios.	2.580.536	2.477.565
Equipamiento de tecnología de la información	14.309	119.770
Instalaciones fijas y accesorios	2.273.153	2.596.655
Equipos de comunicaciones.	207.059	348.223
Herramientas.	1.224.157	1.334.742
Muebles y útiles.	278.795	333.537
Instalaciones y accesorios diversos.	563.142	580.153
Vehículos de motor.	1.428.609	1.122.266
Otras propiedades, planta y equipo.	813.402	1.245.294
Total	87.195.515	84.295.680

15.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Edificios.	680.148	626.326
Planta y equipos.	19.004.398	17.255.390
Subestaciones de poder.	2.158.025	1.820.488
Lineas de transporte energía.	2.452.295	2.289.769
Subestaciones de distribución.	3.255.461	3.002.266
Líneas y redes de media y baja tensión.	9.446.426	8.569.517
Estanques domiciliarios.	1.692.191	1.573.350
Equipamiento de tecnología de la información	9.199	97.507
Instalaciones fijas y accesorios	907.695	1.512.365
Equipos de comunicaciones.	92.130	252.526
Herramientas.	410.219	794.860
Muebles y útiles.	170.550	199.935
Instalaciones y accesorios diversos.	234.796	265.044
Vehículos de motor.	783.810	693.404
Total	21.385.250	20.184.992

15.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.

Movimiento al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento año 2013		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013		5.189.253	2.126.630	1.770.937	52.243.159	22.263	1.084.290	428.862	1.245.294	64.110.688
Cambios	Adiciones.	3.886.038	0	0	0	0	0	0	566.289	4.452.327
	Retiros.		0	0	(335.402)	0	(39.877)	(1.500)	0	(376.779)
	Gasto por depreciación.			(53.884)	(1.966.620)	(16.790)	(245.418)	(93.259)	0	(2.375.971)
	Otros incrementos (decrementos).	(4.602.585)	0	9.262	4.714.708	(363)	566.463	310.696	(998.181)	0
	Total cambios	(716.547)	0	(44.622)	2.412.686	(17.153)	281.168	215.937	(431.892)	1.699.577
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		4.472.706	2.126.630	1.726.315	54.655.845	5.110	1.365.458	644.799	813.402	65.810.265

Movimiento al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento año 2012		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo inicial al 1 de enero de 2012		4.846.638	1.600.552	1.637.498	49.093.481	23.426	1.053.091	435.578	1.312.999	60.003.263	
Cambios	Adiciones.	5.851.296	0	0	0	0	0	0	803.920	6.655.216	
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(12.500)	0	(12.500)	
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(113.714)	(6.894)						(120.608)	
	Retiros.		0	0	(851.484)	0	(9)	0	(120.000)	(971.493)	
	Gasto por depreciación.			(47.261)	(1.972.663)	(10.542)	(166.870)	(67.185)	0	(2.264.521)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor reconocido en el patrimonio neto.	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		639.792	181.539	0	0	0	0	0	821.331
		Sub total reconocido en patrimonio neto		639.792	181.539	0	0	0	0	0	821.331
	Otros incrementos (decrementos).	(5.508.681)	0	6.055	5.973.825	9.379	198.078	72.969	(751.625)	0	
	Total cambios	342.615	526.078	133.439	3.149.678	(1.163)	31.199	(6.716)	(67.705)	4.107.425	
	Saldo final al 31 de diciembre de 2012		5.189.253	2.126.630	1.770.937	52.243.159	22.263	1.084.290	428.862	1.245.294	64.110.688

15.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

La Sociedad, ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente tanto en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

15.5.- Costo por intereses.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

15.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, así como los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable, este método implica revisar anualmente la variación en los valores razonables de los bienes. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existan variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Tales revaluaciones frecuentes serán innecesarias para elementos de Propiedades, planta y equipo con variaciones insignificantes en su valor razonable. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución de energía eléctrica, se realizó de acuerdo con los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los terrenos y edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes especializados.

En el caso de los bienes de distribución de energía eléctrica que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos, siendo la última revaluación para este grupo de bienes, practicada al 31 de diciembre de 2010.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en el párrafo anterior, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg , que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.

En el caso de los terrenos y edificios el método utilizado como se señaló fue una tasación independiente y dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la reserva de revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido

directamente a la cuenta ganancias y (pérdidas) acumuladas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este fuera depreciado por la Sociedad.

Durante el ejercicio 2012 se revaluó los terrenos y edificios de la Sociedad, no existiendo indicios de variaciones relevantes para el segmento Eléctrico. Las tasaciones se llevaron a cabo a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según correspondiese. La revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integral. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2012 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 821.331.- el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2013 asciende al valor de M\$ 13.012.120.-

Valor de libros según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Terrenos.	320.363	320.363
Edificios.	1.415.784	1.439.920
Planta y equipo.	43.760.523	40.767.777
Total	45.496.670	42.528.060

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	13.612.665	13.550.660
Ajustes de revaluación.	0	821.331
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluado.	(54.265)	(255.688)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluado.	(546.280)	(503.638)
Movimiento del ejercicio	(600.545)	62.005
Total	13.012.120	13.612.665

Valor de libros según modelo del costo de los bienes no revaluados:

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Construcción en curso.	4.472.706	5.189.253
Equipamiento de tecnologías de la información.	5.110	22.263
Instalaciones fijas y accesorios.	1.365.458	1.084.290
Vehículos de motor.	644.799	428.862
Otras propiedades, planta y equipo.	813.402	1.245.295
Total	7.301.475	7.969.963

16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

16.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo.	934.028	932.214
Relativos a intangibles.	899	852
Relativos a acumulaciones (o devengos).	151.135	510.647
Relativos a provisiones.	1.730.525	1.302.159
Total	2.816.587	2.745.872

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo.	2.602.424	2.722.534
Relativos a acumulaciones (o devengos).	0	210
Total	2.602.424	2.722.744

16.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	2.745.872	1.640.115
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	70.715	736.701
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	0	369.056
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	70.715	1.105.757
Total	2.816.587	2.745.872

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	2.722.744	2.305.283
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(120.320)	(5.116)
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	422.577
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(120.320)	417.461
Total	2.602.424	2.722.744

16.4.- Compensación de partidas.

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	31/12/2013			31/12/2012		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	2.816.587	(2.602.424)	214.163	2.745.872	(2.722.744)	23.128
Pasivos por impuestos diferidos.	(2.602.424)	2.602.424	0	(2.722.744)	2.722.744	0
Total	214.163	0	214.163	23.128	0	23.128

17.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

17.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31/12/2013		31/12/2012	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	284.692	10.458.190	6.705.890	4.000.000
Préstamos bancarios.		UF	261.312	14.416.963	221.568	14.127.004
Total préstamos bancarios			546.004	24.875.153	6.927.458	18.127.004
Total			546.004	24.875.153	6.927.458	18.127.004

CL\$: Pesos chilenos.
 UF : Unidad de fomento.

17.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes	
								Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos	Total no corrientes
								hasta 1 mes	1 a 3 meses	31-12-2013	más de 2 hasta 3 años	31-12-2013
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Empresa Eléctrica Atofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	6,77%	6,77%	Sin garantía	193.117	0	193.117	6.458.190	6.458.190
Chile	Empresa Eléctrica Atofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	6,49%	6,49%	Sin garantía	0	91.575	91.575	4.000.000	4.000.000
Chile	Empresa Eléctrica Atofagasta S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	4,12%	4,12%	Sin garantía	152.681	0	152.681	8.391.442	8.391.442
Chile	Empresa Eléctrica Atofagasta S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	4,16%	4,16%	Sin garantía	108.631	0	108.631	6.025.521	6.025.521
Totales								454.429	91.575	546.004	24.875.153	24.875.153

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes		
								Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
								hasta 1 mes	1 a 3 meses	31/12/2012	1 hasta 2 años	más de 3 hasta 5 años	31/12/2012
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Empresa Eléctrica de Atofagasta S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al vencimiento	5,52%	5,52%	Sin garantía	6.615.641	0	6.615.641	0	0	0
Chile	Empresa Eléctrica de Atofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	6,90%	6,47%	Sin garantía	0	90.249	90.249	0	4.000.000	4.000.000
Chile	Empresa Eléctrica de Atofagasta S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	3,60%	3,60%	Sin garantía	130.740	0	130.740	8.222.670	0	8.222.670
Chile	Empresa Eléctrica de Atofagasta S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	3,55%	3,55%	Sin garantía	90.828	0	90.828	0	5.904.334	5.904.334
Totales								6.837.209	90.249	6.927.458	8.222.670	9.904.334	18.127.004

18.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos (*)	9.285.507	13.576.037	0	0
Retenciones.	1.376.222	1.201.877	0	0
Dividendos por pagar.	113.096	123.100	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	1.232.785	867.424	0	0
Proveedores no energéticos.	1.535.581	1.397.129	0	0
Acreedores varios.	1.104.810	1.051.017	451.785	403.878
Otros.	214.416	175.805	0	0
Total	14.862.417	18.392.389	451.785	403.878

18.1.- Proveedores de energía y otros eléctricos (*).

(*) El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto Núm. 14 de fecha 14 de febrero de 2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación. Sin embargo, aún se encuentran pendientes la reliquidación de dicho decreto y la publicación de los correspondientes decretos de precios de nudo promedio, los cuales deben establecer la forma en que dichas tarifas se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios.

18.2.- Pasivos acumulados (o devengados) (**).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Vacaciones del personal.	310.120	225.964
Bonificaciones de feriados	129.388	116.231
Participación sobre resultados.	793.277	525.229
Total	1.232.785	867.424

19.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

19.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	201.682	982.601
Total	201.682	982.601

19.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra la Sociedad por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo (detalle de juicios en Nota 29).

19.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Conceptos	Movimiento de provisiones	
	Por reclamaciones legales	Total al
	M\$	31/12/2013 M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	982.601	982.601
Provisiones adicionales.	501.467	501.467
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	63.067	63.067
Provisión utilizada.	(1.226.273)	(1.226.273)
Reversión de provisión no utilizada.	(119.180)	(119.180)
Total cambio en provisiones	(780.919)	(780.919)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	201.682	201.682

Saldos al 31 diciembre de 2012.

Conceptos	Movimiento de provisiones	
	Por reclamaciones legales	Total al
	M\$	31/12/2012 M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	629.868	629.868
Provisiones adicionales.	506.990	506.990
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	79.635	79.635
Provisión utilizada.	(46.505)	(46.505)
Reversión de provisión no utilizada.	(187.387)	(187.387)
Total cambio en provisiones	352.733	352.733
Saldo al 31 de diciembre de 2012	982.601	982.601

20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

20.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.310.678	1.284.785
Total	1.310.678	1.284.785

20.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	1.284.785	1.567.079
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	144.434	102.884
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	38.544	47.012
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(38.377)	(345.169)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(118.708)	(87.021)
Total cambios en provisiones	25.893	(282.294)
Total	1.310.678	1.284.785

20.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.310.678	1.284.785
Total	1.310.678	1.284.785

20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Línea del estado de resultados
	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	144.434	102.884	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	38.544	47.012	Costos Financieros.
Total	182.978	149.896	

20.5.- Hipótesis actuariales.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas al cierre de estos estados financieros han sido las siguientes:

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	3,00%
Aumento futuros de salarios.	1,90%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009
Tasa de rotación anual.	2,83%

Los supuestos respecto a la tasa futura de mortalidad se fijan sobre la base de asesoría actuarial de acuerdo con las estadísticas publicadas y con la experiencia en Chile.

Para el cálculo del pasivo al 31 de diciembre de 2013, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, la Sociedad contrató a Seacsa, Servicios Actuariales S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	139.113	(121.960)

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos diferidos. (*)	630.518	2.520.284
Total	630.518	2.520.284

21.1.- Ingresos diferidos. (*)

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	424.977	2.189.605
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	0	560
Otros ingresos diferidos.	205.541	330.119
Total	630.518	2.520.284

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	2.520.284	427.703
Adiciones.	2.343.479	4.842.607
Imputación a resultados.	(4.233.245)	(2.750.026)
Total	630.518	2.520.284

21.2.- Contratos de construcción.

De acuerdo con lo dispuesto en la NIC 11, a continuación se detalla información relevante de contratos en construcción.

21.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	1.452.988	935.752
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(1.046.926)	(717.848)
Total	406.062	217.904

21.2.2.- Importes adeudados por clientes bajo contratos de construcción.

Detalle	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	1.133.361	904.394
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	424.977	2.189.605

22.- PATRIMONIO NETO.

22.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos de la Sociedad al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera más la deuda neta.

En este sentido, la Sociedad ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación y créditos bancarios.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 16.771.834.

22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el capital de Elecda S.A., está representado por 180.804.998, acciones sin valor nominal.

22.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 8 de abril de 2013, aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2013.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, como asimismo, a la situación de caja, a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, todo lo cual será resuelto por el Directorio.

22.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 24, celebrada el día 16 de marzo de 2012, se aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 91 de \$5,10 por acción con cargo a las utilidades acumuladas de enero a diciembre de 2011, el cual se pagó con fecha 10 de abril de 2012, por un total de M\$ 922.106.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 377, celebrada el día 22 de mayo de 2012, se aprobó el pago de un dividendo provisorio N° 92 de \$4,60 por acción con cargo a las utilidades acumuladas de enero a marzo de 2012, el cual se pagó con fecha 25 de junio de 2012, por un total de M\$ 831.703.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 380, celebrada el 29 de agosto de 2012, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 93 de \$ 5,80.- por acción con cargo a las utilidades acumuladas en el periodo enero-junio 2012 el cual se pagó con fecha 21 de septiembre de 2012, por un total de M\$ 1.048.670.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 383, celebrada el 21 de noviembre de 2012, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 94 de \$ 6,50.- por acción con cargo a las utilidades acumuladas en el periodo enero-septiembre 2012 el cual se pagó con fecha 19 de diciembre de 2012, por un total de M\$ 1.175.233.-

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 25, celebrada el 05 de abril de 2013, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 95 de \$ 3,10.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, el cual se pagó con fecha 24 de abril de 2013, por un total de M\$ 560.495.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 390, celebrada el 28 de mayo de 2013, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 96 de \$ 3,10.- por acción con cargo a las utilidades acumuladas en el período de enero a marzo de 2013, el cual se pagó con fecha 18 de junio de 2013, por un total de M\$ 560.495.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 393, celebrada el 27 de agosto de 2013, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 97 de \$ 3,70.- por acción con cargo a las utilidades acumuladas en el período de enero a junio de 2013, el cual se pagó con fecha 16 de septiembre de 2013, por un total de M\$ 668.979.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 396, celebrada el 19 de noviembre de 2013, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 98 de \$ 3,70.- por acción con cargo a las utilidades acumuladas en el periodo enero-septiembre 2013, el cual se pagó con fecha 17 de diciembre de 2013, por un total de M\$ 668.979.

22.5.- Reservas.

En el ítem de otras reservas dentro del patrimonio, se incluyen los siguientes conceptos:

22.5.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación de los bienes de uso, la cual se presenta neta de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las ganancias (pérdidas) acumuladas.

Con fecha 31 de diciembre de 2012 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas de la Sociedad Matriz, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$ 657.065. El saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 10.409.695, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ (480.437).

22.5.2.- Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos.

Corresponde a las variaciones de los valores actuariales de la provisión por beneficios definidos de empleados.

De acuerdo a NIC 19 (r), el efecto acumulado al 1 de enero de 2012 y 1 de enero de 2013 asciende a M\$ 980.554, respectivamente, los cuales se encuentran reclasificados retrospectivamente de acuerdo a lo dispuesto por la citada norma, neto de impuestos diferidos. El saldo acumulado al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 1.011.256.

22.5.3.- Otras reservas.

En este rubro se incluye:

- a) La desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo. El monto por este concepto asciende a M\$ (1.370.701).
- b) Venta participación en Essei por M\$ 62.261.
- c) Revaluación propiedades, planta y equipo por participación en asociadas. El monto por este concepto asciende a M\$ 37.737.
- d) Ajuste por cambio de tasa de impuestos sobre el saldo acumulado al 31 de diciembre de 2011 que ascendió al monto de M\$ 30.988.

22.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Movimientos al 31 de diciembre de 2013.

Movimientos de otros resultados integrales al 31/12/2013	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			3.482.778			3.482.778
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos						
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	38.377	(7.675)	30.702	38.377	(7.675)	30.702
Total movimientos del período o ejercicio	38.377	(7.675)	30.702	38.377	(7.675)	30.702
Total resultado integral			3.513.480			3.513.480

Movimientos al 31 de diciembre de 2012.

Movimientos de otros resultados integrales al 31/12/2012	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			4.520.776			4.520.776
Reservas por revaluación						
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	821.331	(570.787)	250.544	821.331	(570.787)	250.544
Total movimientos del período o ejercicio	821.331	(570.787)	250.544	821.331	(570.787)	250.544
Otras reservas						
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	30.098	0	30.098	30.098	0	30.098
Total movimientos del período o ejercicio	30.098	0	30.098	30.098	0	30.098
Total resultado integral			4.801.418			4.801.418

23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

23.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ventas	69.002.741	63.812.514
Venta de energía.	69.000.497	63.811.092
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	2.244	1.422
Prestaciones de servicios	15.040.022	9.293.828
Recargos regulados, peajes y transmisión.	3.396.109	3.413.136
Arriendo de equipos de medida.	303.739	309.852
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	518.035	540.149
Apoyos en postación.	271.800	264.580
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	10.089.374	4.267.918
Otras prestaciones.	460.965	498.193
Total	84.042.763	73.106.342

La Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

23.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	179.144	178.907
Otros ingresos de operación.	585.570	637.925
Total	764.714	816.832

24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 que se adjunta, se descomponen como se indica en 24.1, 24.2, 24.3 y 24.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Costo de venta.	71.295.931	60.039.592
Costo de administración.	6.512.336	6.521.266
Total	77.808.267	66.560.858

24.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Compra de energía.	56.385.895	50.526.238
Gastos de personal.	6.180.380	4.463.513
Gastos de operación y mantenimiento.	7.785.758	4.095.990
Gastos de administración.	5.046.231	5.192.441
Depreciación.	2.375.971	2.264.521
Amortización.	34.032	18.155
Total	77.808.267	66.560.858

24.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	4.390.453	3.443.974
Beneficios a corto plazo a los empleados.	816.797	666.494
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	288.389	0
Otros beneficios a largo plazo.	0	146.784
Otros gastos de personal.	684.741	206.261
Total	6.180.380	4.463.513

24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	2.348.930	2.237.201
Gasto de administración.	27.041	27.320
Total depreciación	2.375.971	2.264.521
Amortización		
Gasto de administración.	34.032	18.155
Total amortización	34.032	18.155
Total	2.410.003	2.282.676

24.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(376.779)	(971.493)
Venta de chatarra.	123.779	0
Venta de propiedades, planta y equipo.	0	1.500
Venta acciones.	0	30.471
Juicios o arbitrajes.	(502.735)	(487.453)
Otras ganancias (pérdidas).	(178.898)	8.852
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	0	388.173
Aportes de terceros para financiar obras propias.	121.388	835.966
Total	(813.245)	(193.984)

25.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, y resultados por unidades de reajustes del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	80.873	91.059
Otros ingresos financieros.	203.192	143.646
Total ingresos financieros	284.065	234.705
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(1.293.879)	(1.126.213)
Otros gastos.	(834.806)	(828.855)
Total costos financieros	(2.128.685)	(1.955.068)
Total resultados por unidades de reajuste (*)	(287.287)	(333.201)
Total	(2.131.907)	(2.053.564)

25.1.- Composición unidades de reajuste.

(*) Resultado por unidades de reajuste	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos no financieros.	42	49
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	1.256	6.997
Activos por impuestos.	22.647	9.175
Total unidades de reajuste por activos	23.945	16.221
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(291.852)	(340.184)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(7.956)	(6.685)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	(9.646)	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	(1.778)	(2.553)
Total unidades de reajuste por pasivos	(311.232)	(349.422)
Total unidades de reajuste neto	(287.287)	(333.201)

26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 704.205 y un cargo por M\$ 725.848 en el mismo ejercicio 2012.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(811.129)	(1.902.349)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(91.787)	(82.581)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(902.916)	(1.984.930)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	198.711	906.083
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos.	0	352.999
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	198.711	1.259.082
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(704.205)	(725.848)

26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(902.916)	(1.984.930)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(902.916)	(1.984.930)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	198.711	1.259.082
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	198.711	1.259.082
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(704.205)	(725.848)

26.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	4.186.983		5.246.624	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(837.397)	20,0%	(1.049.325)	20,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	22.611	-0,5%	22.966	-0,4%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	202.368	-4,8%	30.093	-0,6%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	0	0,0%	352.999	-6,7%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(91.787)	2,2%	(82.581)	1,6%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	133.192	-3,2%	323.477	-6,1%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(704.205)	16,8%	(725.848)	13,9%

26.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01/01/2013 31/12/2013			01/01/2012 31/12/2012		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	0	0	0	821.331	(570.787)	250.544
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación.	0	0	0	30.098	0	30.098
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	38.377	(7.675)	30.702	0	0	0
Total		(7.675)			(570.787)	

26.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.

Diferencias temporarias no reconocidas	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas y con participaciones en negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos.	1.179.849	1.094.019

27.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo de existir, las acciones comunes adquiridas por la Sociedad. y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ganancias (pérdidas) atribuible a los propietarios de la controladora.	3.482.778	4.520.776
Ganancias (pérdidas) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	19,26	25,00
Cantidad de acciones	180.804.998	180.804.998

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

28.- INFORMACION POR SEGMENTO.

28.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico.

El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (transmisión y distribución de electricidad, servicios regulados y no regulados).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la transmisión y distribución eléctrica. En relación con las características del negocio de dichos segmentos. (ver Nota 3.5)

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su EBITDA.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables, a nivel de estado de situación por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente, y a nivel de estados de resultados por función y flujo de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es la siguiente:

28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Ventas de energía eléctrica		Ventas de servicios		Totales	
	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	72.027.729	66.751.302	12.015.034	6.355.040	84.042.763	73.106.342
Costo de ventas	(62.615.768)	(56.156.689)	(8.680.163)	(3.882.903)	(71.295.931)	(60.039.592)
Ganancia bruta	9.411.961	10.594.613	3.334.871	2.472.137	12.746.832	13.066.750
Otros ingresos, por función.	764.714	816.832	0	0	764.714	816.832
Gasto de administración.	(6.512.336)	(6.521.266)	0	0	(6.512.336)	(6.521.266)
Otras ganancias (pérdidas).	(813.245)	(193.984)	0	0	(813.245)	(193.984)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	2.851.094	4.696.195	3.334.871	2.472.137	6.185.965	7.168.332
Ingresos financieros.	284.065	234.705	0	0	284.065	234.705
Costos financieros.	(2.128.685)	(1.955.068)	0	0	(2.128.685)	(1.955.068)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	132.925	131.856	0	0	132.925	131.856
Resultados por unidades de reajuste.	(287.287)	(333.201)	0	0	(287.287)	(333.201)
Ganancias (pérdidas) antes de impuesto	852.112	2.774.487	3.334.871	2.472.137	4.186.983	5.246.624
Gasto por impuestos a las ganancias.	(37.231)	(231.421)	(666.974)	(494.427)	(704.205)	(725.848)
Ganancias (pérdidas) procedente de operaciones continuadas.	814.881	2.543.066	2.667.897	1.977.710	3.482.778	4.520.776
Ganancias (pérdidas)	814.881	2.543.066	2.667.897	1.977.710	3.482.778	4.520.776
Ganancias (pérdidas) atribuible a						
Ganancias (pérdidas) atribuible a los propietarios de la controladora.	814.881	2.543.066	2.667.897	1.977.710	3.482.778	4.520.776
Ganancias (pérdidas)	814.881	2.543.066	2.667.897	1.977.710	3.482.778	4.520.776
Depreciación	2.375.971	2.264.521	0	0	2.375.971	2.264.521
Amortización	34.032	18.155	0	0	34.032	18.155
EBITDA	6.074.342	7.172.855	3.334.871	2.472.137	9.409.213	9.644.992

28.3.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico		Servicios		Consolidado	
	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	5.662.266	12.436.659	0	0	5.662.266
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	3.024.369	251.650	(4.982.302)	(7.697.880)	(1.957.933)	(7.446.230)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(3.693.923)	(4.999.572)	0	0	(3.693.923)	(4.999.572)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	4.992.712	7.688.737	(4.982.302)	(7.697.880)	10.410	(9.143)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	4.992.712	7.688.737	(4.982.302)	(7.697.880)	10.410	(9.143)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	824.184	833.327	0	0	824.184	833.327
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	5.816.896	8.522.064	(4.982.302)	(7.697.880)	834.594	824.184

29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

29.1.- Juicios y otras acciones legales.

29.1.1. Nombre del juicio: "Rivera con Elecda"

Fecha: 16 de octubre de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Antofagasta
Rol N°: 4.790-2009
Materia: Accidente eléctrico con resultado de muerte ocurrido el 18 de septiembre de 2008 y que fue provocado por el contacto de un mástil de bandera con línea energizada.
Cuantía: M\$ 200.000.
Estado: Con fecha 8 de octubre de 2013, se dictó sentencia definitiva rechazando la demanda en todas sus partes. Con fecha 6 de diciembre de 2013, la parte demandante interpuso recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que se encuentra pendiente de resolución, el estado del proceso no permite estimar como probable que la sociedad resulte obligada en los términos demandados.

29.2.- Sanciones administrativas.

29.2.1. Mediante resolución Exenta SEC N° 190, de 3 de febrero de 2012, la SEC impuso a ELECDA una multa de 66 UTA, por incumplimiento de índices de continuidad de suministro en el período diciembre 2008-noviembre 2009. ELECDA interpuso un recurso de reposición el 20 de febrero de 2012, estando pendiente de resolución.

29.2.2. Mediante Resolución Exenta SEC N° 293, de fecha 15 de julio de 2013, la Dirección Regional SEC Antofagasta impuso a Elecda una multa de 500 UTM por falta de mantenimiento derivada de la interrupción de suministro ocurrida con fecha 24 de diciembre de 2013. Con fecha 24 de julio de 2013, se interpuso recurso de Reposición y en subsidio recurso Jerárquico. Con fecha 2 de agosto de 2013, se rechazó el recurso de reposición y con fecha 3 de septiembre de 2013 se rechazó el recurso Jerárquico. Finalmente, con fecha 24 de septiembre de 2013, se presentó un reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta. Con fecha 21 de octubre de 2013, se rechazó el recurso. Multa actualmente en proceso de pago.

29.2.3. Mediante Resolución Exenta SEC N° 326, de fecha 31 de julio de 2013, la Dirección Regional SEC Antofagasta impuso a Elecda una multa de 500 UTM, por falta de mantenimiento derivada de la interrupción de suministro ocurrida con fecha 4 de Diciembre de 2012 en la subestación Calama. Al respecto, con fecha 09 de agosto de 2013, se interpuso recurso de reposición y en subsidio recurso Jerárquico. Con fecha 13 de agosto de 2013 se rechazó el recurso de reposición. Con fecha 19 de Noviembre de 2013, se interpuso reclamo de ilegalidad, en contra de la resolución indicada, ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que se encuentra pendiente de resolución.

29.2.4. Adicionalmente, existen 8 multas impuestas por la Dirección Regional de Antofagasta de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que se

encuentran actualmente en revisión por parte de la misma autoridad administrativa por haber sido impugnadas. El monto total de estas multas alcanzan la suma de 2.085 UTM.

De acuerdo a la opinión de nuestros asesores legales, y en consideración a los antecedentes disponibles, la Sociedad ha provisionado por multas SEC M\$ 156.034.

29.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

29.3.1.- Con fecha 20 de enero de 2012, ELECDA fue notificada del ordinario N° 745, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción de suministro de fecha 27 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, ELECDA presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible. En el marco de este recurso constitucional, el 16 de marzo de 2012, se presentó un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16 B de la Ley N° 18.410, el que fue rechazado con fecha 4 de abril de 2013, continuando de esta forma la tramitación de la causa ante la Corte de Apelaciones de Santiago. La Corte referida rechazó el recurso de protección por sentencia del 28 de mayo de 2013. Con fecha 3 de junio de 2013, se presentó recurso de apelación, el que fue rechazado por la Corte Suprema. Por este concepto se abonó a la cuenta de los clientes la suma de M\$ 4.307.

29.3.2.- El 31 de julio de 2012, ELECDA fue notificada del ordinario N° 7.378, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción generalizada del suministro ocurrida el 3 de febrero de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1503, la cual fue notificada el 13 de septiembre de 2012. El 28 de septiembre de 2012, fue presentado reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue rechazado con fecha 3 de enero de 2013. Con fecha 16 de enero de 2013, se presentó recurso de casación en la forma y apelación en subsidio, el cual se encuentra pendiente de resolución en la Corte Suprema. Por este concepto se abonó a la cuenta de los clientes la suma de M\$ 1.400.

29.3.3.- El 3 de agosto de 2012, ELECDA fue notificada del ordinario N° 7.409, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción de suministro ocurrida el 19 de junio de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1501, la cual fue notificada el 13 de septiembre de 2012. El 28 de septiembre se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 9 de enero de 2013. La Corte Suprema confirmó esta resolución por sentencia del 12 de marzo de 2013. Por este concepto se abonó a la cuenta de los clientes la suma de M\$ 8.600.

29.3.4.- El 16 de noviembre de 2012, ELECDA recibió el oficio ordinario N° 10.515 y 10.516, ambos de 9 de noviembre de 2012, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, por los cuales se ordena efectuar abonos inmediatos de

compensaciones por la interrupciones del suministro ocurridas el 3 y 5 de diciembre de 2011 y 16 de enero de 2012, el primero de ellos y por la interrupción del 11 de mayo de 2011, el segundo. Por este concepto se está abonando a la cuenta de los clientes la suma de M\$ 28.714.

De acuerdo a la opinión de nuestros asesores legales, y en consideración a los antecedentes disponibles, la Sociedad ha provisionado M\$ 43.022 por compensaciones por interrupción de suministros.

29.4.- Sanciones.

29.4.1. De la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen la Sociedad, no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013.

29.4.2. De otras autoridades administrativas.

La Sociedad, los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013.

La Sociedad ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, señalado en la Nota 29.3.

29.5.- Restricciones.

No existen restricciones que afecten a la Sociedad.

30.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

No existen garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos significativos que informar.

31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución del personal de la Sociedad para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31/12/2013			Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Total	
Antofagasta	0	164	164	164
Calama	0	109	109	109
Tocopilla	0	9	9	9
Mejillones	0	4	4	4
Tal-Tal	0	4	4	4
Total	0	290	290	290

Subsidiaria / área	31/12/2012			Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Total	
Antofagasta	1	166	167	167
Calama	1	43	44	44
Tocopilla	0	8	8	9
Mejillones	0	4	4	4
Tal-Tal	0	4	4	4
Total	2	225	227	228

Los gerentes y ejecutivos de la Sociedad pertenecen a Emel Norte S.A., la cual presta servicios de asesoría gerencial de acuerdo a contrato suscrito entre las partes.

32.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad participa en el mercado de la distribución, transformación y transmisión de energía eléctrica, cuya naturaleza involucra la entrega de un servicio que no altera las condiciones del medio ambiente. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la Sociedad participa cumplen cabalmente con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, como es el caso de la norma de emisión para la regulación de la contaminación lumínica.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolso futuro en la materia.

33.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2013, fecha de cierre de los presentes estados financieros, y su fecha de aprobación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

ANALISIS RAZONADO

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013

Razón Social: EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A., RUT: 96.541.920-9

1. RESUMEN

- **La utilidad a diciembre 2013 alcanzó a \$ 3.483 millones**, menor a la utilidad del año anterior que alcanzó los \$ 4.521 millones.
- **El EBITDA a diciembre 2013 es de \$ 9.409 millones**, inferior en un 2,4% al obtenido en igual ejercicio del año anterior.
- **Las ventas físicas alcanzaron 870 GWh**, superior en 51 GWh respecto al mismo ejercicio 2012, presentando un aumento de 6,3%.
- **El número de clientes registró un crecimiento de 3,2%** respecto del mismo ejercicio del año 2012, con un total de 165.015 clientes distribuidos en la región de Antofagasta.
- **En el resultado no operacional destaca una mayor pérdida asociada a otros ingresos/gastos por \$ 619 millones**, principalmente por menores ingresos por traslados y soterramientos.
- **La razón de deuda financiera sobre EBITDA** aumentó de 1,65 a 2,74 veces con respecto a diciembre de 2012, principalmente explicada por la disminución del EBITDA sobre una base comparable de doce meses.

Estado de resultados Elecda (MM\$)	31-dic-13	31-dic-12	Var Dic 13 / Dic 12	
			MM\$	%
EBITDA	9.409	9.645	(236)	(2,4%)
Resultado de Explotación	6.999	7.362	(363)	(4,9%)
Resultados antes de impuestos	4.187	5.247	(1.060)	(20,2%)
Resultado	3.483	4.521	(1.038)	(23,0%)

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

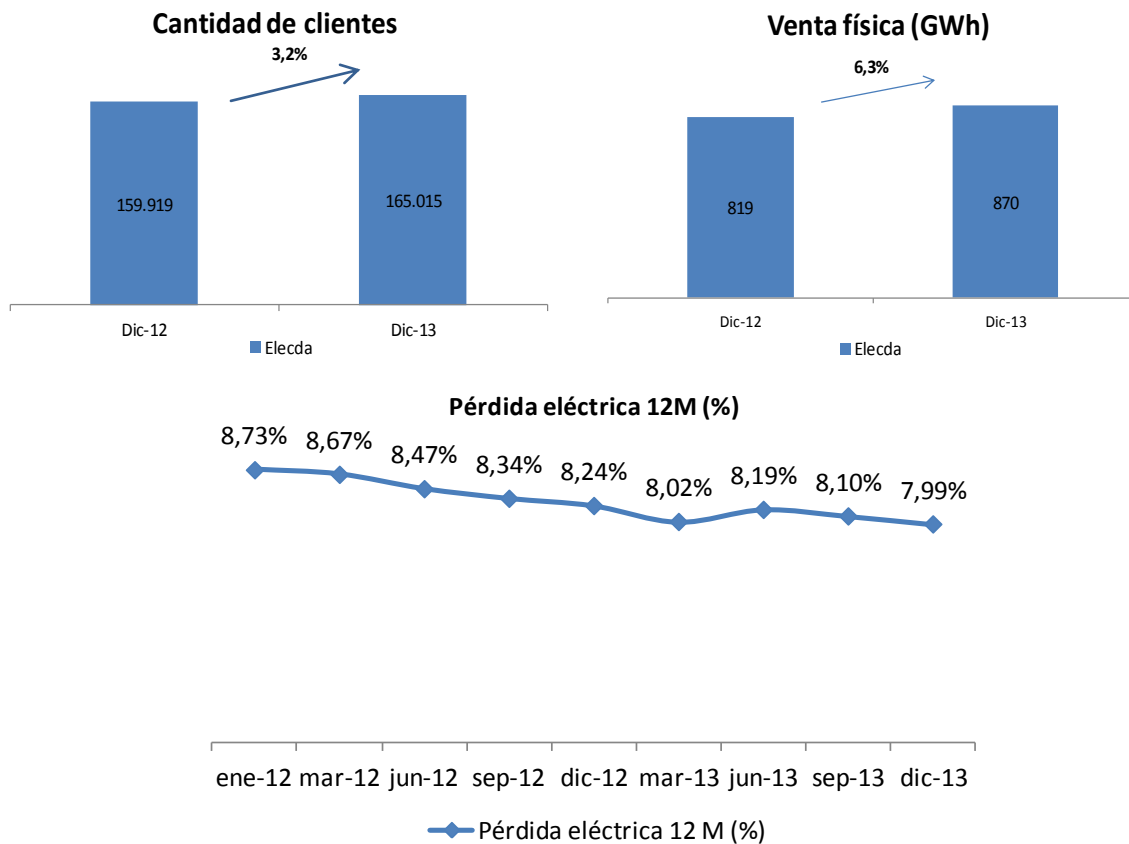
El ejercicio recién concluido arrojó para Elecda una utilidad después de impuesto de \$ 3.483 millones, que se compara negativamente con la utilidad de \$ 4.521 millones registrada por la sociedad en el mismo ejercicio del año anterior. Dicha disminución se explica principalmente por un menor EBITDA de \$ 236 millones (-2,4%), el cual alcanzó \$ 9.409 millones al cierre del ejercicio 2013.

En el resultado no operacional destaca una mayor pérdida asociada a otros ingresos/gastos por \$ 619 millones, principalmente por menores ingresos por traslados y soterramientos.

Resumido (MM\$)	31-dic-13	31-dic-12	Var.	Var. %
Ventas de energía	72.206	66.930	5.276	7,9%
Compras de energía	(56.386)	(50.526)	(5.860)	11,6%
Margen de energía	15.820	16.404	(584)	(3,6%)
Ingresos servicios complementarios	12.601	6.993	5.608	80,2%
Costos servicios complementarios	(8.680)	(3.883)	(4.797)	123,5%
Margen servicios complementarios	3.921	3.110	811	26,1%
Margen Bruto	19.741	19.514	227	1,2%
Costos operacionales	(10.332)	(9.869)	(463)	4,7%
EBITDA	9.409	9.645	(236)	(2,4%)
Depreciación y amortización	(2.410)	(2.283)	(127)	5,6%
Resultado de Explotación	6.999	7.362	(363)	(4,9%)
Gasto Financiero Neto	(1.845)	(1.720)	(125)	7,3%
Resultado empresas relacionadas	133	132	1	0,8%
Otros Ingresos / (Gastos)	(813)	(194)	(619)	319,1%
Resultados por Unidades de Reajuste	(287)	(333)	46	(13,8%)
Resultado No Operacional	(2.812)	(2.115)	(697)	33,0%
Utilidad Antes de Impuestos	4.187	5.247	(1.060)	(20,2%)
Impuestos	(704)	(726)	22	(3,0%)
Utilidad neta	3.483	4.521	(1.038)	(23,0%)

Margen de energía MM\$- 584

- El margen de energía disminuyó en \$ 584 millones (3,6%) debido a la aplicación del decreto D1T, que fija las tarifas de distribución.
- Asimismo, en el segmento de subtransmisión, se observa una variación positiva de \$ 48 millones, explicado por la aplicación del decreto D14, que fija los peajes de subtransmisión y que no fue provisionado en el ejercicio enero-diciembre del año 2012.



Margen de servicios complementarios MM\$ 811

El margen de otros negocios aumentó en \$ 811 millones (26,1%), explicado principalmente por mayores servicios a la minería \$ 760 millones, servicios y obras a terceros \$ 132 millones.

Costos operacionales MM\$ 463

Los costos operacionales registraron un aumento de 4,7% con respecto a 2012, presentando las siguientes desviaciones principales:

- Costos de personal \$- 245 millones por conceptos de reajuste de IPC y negociación colectiva, finiquitos.
- Mayores gastos por servicios prestados de terceros \$- 128 millones, materiales y otros gastos operacionales \$- 90 millones.

Depreciación y amortización MM\$ -127

El gasto por depreciación registra una variación negativa de 4,4% con respecto al ejercicio anterior equivalente a \$ -127 millones, explicado principalmente por un aumento en la depreciación de las nuevas inversiones en comparación con el ejercicio 2012.

Resultado fuera de explotación MM\$ -697

Con respecto al resultado no operacional, la pérdida alcanzó \$ 2.812 millones, lo que se compara negativamente con la pérdida del ejercicio anterior que alcanzó \$ 2.115 millones. Esta variación por \$- 697 millones se explica principalmente por:

- Aumento en ingresos/gastos en \$ 619 millones, debido a menores ingresos por obras aporte de terceros.
- Aumento de \$ 174 millones en gastos financieros explicado principalmente por mayores intereses bancarios a largo plazo.
- Aumento de ingresos financieros \$ 49 millones, en comparación al cierre del ejercicio de 2012, principalmente por intereses financieros por excedentes de caja.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos Corrientes y No Corrientes

Activos en MM\$	31-dic-13	31-dic-12	Var Dic 13 / Dic 12	
			MM\$	%
Activos Corrientes	16.979	23.498	(6.520)	(27,7%)
Activos No Corrientes	71.226	69.326	1.900	2,7%
Total Activos	88.204	92.824	(4.620)	(5,0%)

Como se observa en el cuadro anterior, los activos presentan una disminución de \$ 4.620 millones equivalente a un -5,0% con respecto a diciembre de 2012, que se explica fundamentalmente por:

La disminución de los activos corrientes por \$ 6.520 millones (27,7%) debido a:

- Disminución de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por \$ 3.482 millones por menor provisión compra subtransmisión y disminución de deudores de venta no energéticos.
- Disminución cuentas por cobrar a entidades relacionadas por \$ 2.307 millones, debido principalmente a menores flujos con sociedad controladora.
- Disminución de inventarios por \$ 2.025 millones, explicado principalmente por la disminución de obras y servicios a terceros.
- Aumento de activos por impuestos por \$ 1.095 millones, debido en gran medida a mayor pago de PPM en el presente ejercicio.

Los activos no corrientes presentan un aumento de \$ 1.900 millones, debido a:

- Aumento en propiedades, plantas y equipos por \$ 1.700 millones, explicado principalmente por aumento en las líneas y redes de distribución.

Pasivo Exigible y Patrimonio

Pasivos en MM\$	31-dic-13	31-dic-12	Var Dic 13 / Dic 12	
			MM\$	%
Pasivos Financieros	25.421	25.054	367	1,5%
Otros pasivos	18.861	24.903	(6.041)	(24,3%)
Total pasivo exigible	44.283	49.957	(5.675)	(11,4%)
Participaciones no controladoras	0	0	0	---
Patrimonio de los propietarios de la controladora	43.922	42.867	1.055	2,5%
Patrimonio	43.922	42.867	1.055	2,5%
Total Pasivos	88.204	92.824	(4.620)	(5,0%)

Los Pasivos Exigibles muestran una disminución de \$ 5.675 millones equivalente a un 11,4% con respecto al cierre del ejercicio 2012 debido fundamentalmente a:

- Disminución de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar \$ 3.530 millones, principalmente por disminución en proveedores de energía \$ 3.914 millones.
- Disminución de otros pasivos no financieros \$ 1.890 millones, por disminución en el ingreso percibido por convenio electrificación \$ 1.765 millones.

Patrimonio MM\$ 1.055

En relación al patrimonio, este registró un aumento de \$ 1.055 millones, que se explica por el aumento en las utilidades acumuladas por \$ 1.505 millones y disminución de otras reservas por \$ 451 millones.

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

	31-dic-13	31-dic-12	Variación	
	MM\$	MM\$	MM\$	%
Flujos utilizados en la Operación	5.662	12.437	(6.774)	(54,5%)
Flujos utilizados en Financiamiento	(3.694)	(5.000)	1.306	(26,1%)
Flujos utilizados en Inversión	(1.958)	(7.446)	5.488	(73,7%)
Flujo neto del período	10	(9)	20	(213,9%)
Saldo inicial de efectivo	824	833	(9)	(1,1%)
Saldo Final de Efectivo	835	824	10	1,3%

La sociedad ha generado durante el presente ejercicio 2013 un flujo neto positivo de \$ 10 millones, superior en \$ 20 millones respecto al mismo ejercicio año anterior, donde se registró un flujo negativo de \$ 9 millones.

Este incremento se explica por:

Flujo Operacional MM\$- 6.744

El flujo operacional presenta una disminución de \$ 6.774 millones en comparación al ejercicio del año anterior, explicado principalmente por mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios y mayores pagos a y por cuenta de los empleados.

Flujo de Financiamiento MM\$ 1.306

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta positiva de \$ 1.306 millones, generada principalmente por menor pago de dividendos.

Flujo de Inversión MM\$ 5.488

El flujo de inversión presenta una variación neta positiva respecto al ejercicio del año anterior de \$ 5.488 millones, que se explica principalmente por menores compras de propiedades, planta y equipo por \$ 4.982 millones.

5. INDICADORES FINANCIEROS

A continuación se presentan los principales indicadores financieros más representativos de la sociedad:

Indicadores		Unidad	dic-13	dic-12	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,96	0,78	23,4%
	Razón Ácida	Veces	0,94	0,70	34,3%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	1,01	1,17	-13,5%
	Deuda financiera / Patrimonio Neto	Veces	0,61	0,60	1,3%
	Deuda financiera Neta / Ebitda	Veces	2,74	1,65	65,4%
	Cobertura gasto financiero	Veces	5,10	5,61	-9,0%
Composición de Pasivos	Deuda Corto Plazo / Deuda Total	%	39,8%	60,3%	-34,0%
	Deuda Largo Plazo / Deuda Total	%	60,2%	39,7%	51,7%
	Deuda Bancaria / Total Pasivos	%	57,4%	50,2%	14,5%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (ult. 12 meses)	%	5,6%	8,1%	-31,5%
	Rentabilidad del Activo (ult. 12 meses)	%	2,8%	3,8%	-26,1%

De los indicadores anteriores, es necesario destacar la negativa evolución de la deuda financiera neta en 1,09 veces, además del aumento de la liquidez corriente en 0,18 veces en comparación con el ejercicio anterior, debido a la disminución de otros pasivos financieros y no financieros.

6. ANÁLISIS AREAS DE NEGOCIOS

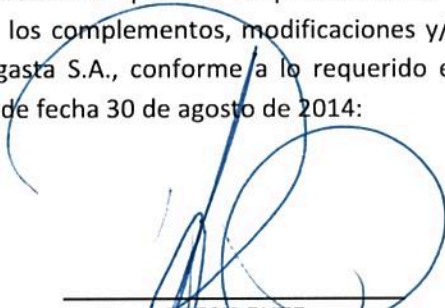
ELECDA S.A. es una empresa de servicio público que transmite, distribuye y comercializa energía en la Región de Antofagasta. Es parte del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), más una parte del Sistema Interconectado Central (SIC) y participa del negocio de subtransmisión, pero su foco está principalmente en el negocio de distribución de electricidad.

	Unidad	31-dic-13	31-dic-12	Var.	Var. %
Clientes	Nº	165.015	159.919	5.096	3,2%
Ventas físicas de energía	GWh	870	819	51	6,3%

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD



Los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información incorporada en el presente anexo con los complementos, modificaciones y/o rectificaciones de la Memoria Anual 2013 de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., conforme a lo requerido en el Oficio Ordinario N° 23.458 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 30 de agosto de 2014:



PRESIDENTE
Rafael Salas Cox
RUT 9.609.399-3



VICEPRESIDENTE
Eduardo Morandé Montt
RUT 7.024.596-5

DIRECTOR
José Luis Hornauer Herrmann
RUT 5.771.955-9

DIRECTOR
Andrés Pérez Cruz
RUT 7.561.860-3



DIRECTOR
Jorge Eduardo Marín Correa
RUT 7.639.707-4



GERENTE GENERAL
Alfonso Toro Guzmán
RUT 5.899.183-k

Santiago, 05 de septiembre de 2014