



EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2015 y 2014

CONTENIDO

I. INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.

II. ESTADOS FINANCIEROS.

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.

M\$ Miles de pesos chilenos.
CL \$ Pesos chilenos.



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 2015 y 2014 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.1 a los estados financieros. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

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

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



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

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

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 2015 y 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.1.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 3.1 a los estados financieros, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio 2014 contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

Sin embargo, no obstante que fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, los estados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estado de cambios en el patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior y cuyo efecto se explica en Nota 3.1.


Fernando Zavala C.

EY LTDA.

Santiago, 28 de enero de 2016

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	1.314.452	285.662
Otros activos no financieros.	10	440.093	55.207
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	30.848.351	37.088.082
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	3.972.581	345.244
Activos por impuestos.	9	0	2.795.737
Total activos corrientes		36.575.477	40.569.932
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar.	7	200.069	488.519
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	11	2.840.574	2.789.965
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	20.021	53.616
Propiedades, planta y equipo.	14	81.774.194	75.425.702
Propiedad de inversión.	13	1.842.240	2.351.540
Total activos no corrientes		86.677.098	81.109.342
TOTAL ACTIVOS		123.252.575	121.679.274

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	1.068.290	398.249
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	18	12.408.147	14.519.868
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	2.891.084	21.276.080
Otras provisiones.	19	206.793	214.996
Pasivos por impuestos.	9	1.146.733	0
Otros pasivos no financieros.	21	86.537	238.680
Total pasivos corrientes		17.807.584	36.647.873
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	45.578.627	25.690.052
Cuentas por pagar.	18	134.676	460.590
Pasivo por impuestos diferidos.	16	2.824.406	5.284.983
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	1.779.181	1.724.021
Total pasivos no corrientes		50.316.890	33.159.646
TOTAL PASIVOS		68.124.474	69.807.519
PATRIMONIO			
Capital emitido.	22	16.771.834	16.771.834
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	22	23.677.008	19.784.720
Primas de emisión.		138.628	138.628
Otras reservas.	22	14.540.631	15.176.573
Total patrimonio		55.128.101	51.871.755
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		123.252.575	121.679.274

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2015	01-01-2014
	al	31-12-2015	31-12-2014
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	100.845.732	103.819.145
Costo de ventas.	24	(85.917.215)	(90.735.005)
Ganancia bruta		14.928.517	13.084.140
Otros ingresos, por función.	23	211.660	204.033
Gasto de administración.	24	(7.756.746)	(6.467.579)
Otras ganancias (pérdidas).	24	831.356	582.356
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		8.214.787	7.402.950
Ingresos financieros.	25	1.085.946	1.962.370
Costos financieros.	25	(2.254.144)	(1.325.815)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	11	197.623	355.883
Resultados por unidades de reajuste.	25	50.287	(748.430)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		7.294.499	7.646.958
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	(1.394.853)	(1.445.766)
Ganancia (pérdida)		5.899.646	6.201.192
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	27	32,63	34,30
Ganancia (pérdida) por acción básica.		32,63	34,30

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2015	01-01-2014
	al	31-12-2015	31-12-2014
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		5.899.646	6.201.192
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.	22.8	0	8.440.403
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	22.8	19.908	(156.570)
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.	22.8	0	413.055
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		19.908	8.696.888
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	22.8	0	(3.195.771)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	22.8	(5.375)	(46.211)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(5.375)	(3.241.982)
Otro resultado integral		14.533	5.454.906
Total resultado integral		5.914.179	11.656.098

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio
			Superávit de revaluación	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2015	16.771.834	138.628	15.676.538	808.475	(1.308.440)	15.176.573	19.784.720	51.871.755
Patrimonio reexpresado	16.771.834	138.628	15.676.538	808.475	(1.308.440)	15.176.573	19.784.720	51.871.755
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida).	0	0	0	0	0	0	5.899.646	5.899.646
Otro resultado integral.	0	0	0	14.533	0	14.533	0	14.533
Total resultado integral	0	0	0	14.533	0	14.533	5.899.646	5.914.179
Emisión de patrimonio.	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos.	0	0	0	0	0	0	(2.657.833)	(2.657.833)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(650.475)	0	0	(650.475)	650.475	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(650.475)	14.533	0	(635.942)	3.892.288	3.256.346
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de Diciembre de 2015	16.771.834	138.628	15.026.063	823.008	(1.308.440)	14.540.631	23.677.008	55.128.101

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio
			Superavit de revaluación	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2014	16.771.834	138.628	10.478.420	1.011.256	(1.308.440)	10.181.236	16.829.959	43.921.657
Patrimonio reexpresado	16.771.834	138.628	10.478.420	1.011.256	(1.308.440)	10.181.236	16.829.959	43.921.657
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida).	0	0	0	0	0	0	6.201.192	6.201.192
Otro resultado integral.	0	0	5.657.687	(202.781)	0	5.454.906	0	5.454.906
Total resultado integral	0	0	5.657.687	(202.781)	0	5.454.906	6.201.192	11.656.098
Dividendos.	0	0	0	0	0	0	(4.321.239)	(4.321.239)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(459.569)	0	0	(459.569)	1.074.808	615.239
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	5.198.118	(202.781)	0	4.995.337	2.954.761	7.950.098
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de Diciembre de 2014	16.771.834	138.628	15.676.538	808.475	(1.308.440)	15.176.573	19.784.720	51.871.755

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2015	01-01-2014
	al	31-12-2015	31-12-2014
	Nota	M\$	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.		130.450.789	100.051.306
Otros cobros por actividades de operación.		1.015.245	425.091
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(110.958.547)	(103.077.612)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(6.716.687)	(7.349.615)
Otros pagos por actividades de operación.		0	(908.493)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		147.015	49.550
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		208.352	(441.738)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		490.044	1.108.044
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		14.636.211	(10.143.467)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		0	(6.037)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		826.323	420.911
Compras de propiedades, planta y equipo.		(11.422.761)	(4.662.392)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(10.596.438)	(4.247.518)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		20.000.000	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		20.000.000	0
Préstamos de entidades relacionadas.		68.838.034	20.642.817
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(87.788.279)	(1.174.802)
Dividendos pagados.		(2.658.432)	(4.319.687)
Intereses recibidos.		6.705	7.887
Intereses pagados.		(1.409.011)	(1.314.162)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(3.010.983)	13.842.053
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		1.028.790	(548.932)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	285.662	834.594
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		1.314.452	285.662

INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Correspondientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

1.- INFORMACION GENERAL.	16
2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.	16
2.1.- Aspectos regulatorios.	16
2.2.- Mercado de distribución de electricidad.	17
2.3.- Mercado de transmisión de electricidad.	21
3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	23
3.1.- Bases de preparación de los estados financieros.	23
3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	23
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2015, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	24
3.4.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación.	26
3.5.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	27
3.6.- Información financiera por segmentos operativos.	27
3.7.- Propiedades, planta y equipo.	27
3.8.- Propiedades de inversión.	29
3.9.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.	29
3.10.- Costos por intereses.	30
3.11.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	30
3.12.- Activos financieros.	30
3.13.- Inventarios.	32
3.14.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	32
3.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	33
3.16.- Capital social.	33
3.17.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	33
3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.	33
3.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	33
3.20.- Obligaciones por beneficios a los empleados.	34
3.21.- Provisiones.	35
3.22.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	35
3.23.- Reconocimiento de ingresos.	35
3.24.- Arrendamientos.	36
3.25.- Contratos de construcción.	37
3.26.- Distribución de dividendos.	37
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	37
4.1.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	37
4.2.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	38
4.3.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía).	38
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	39
5.1.- Riesgo financiero.	39
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	42
7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	42
7.1.- Composición del rubro.	42
7.2.- Estratificación de la cartera.	46
7.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	47
7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	48
7.5.- Provisión y castigos.	48
7.6.- Número y monto de operaciones.	49

8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	49
8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	50
8.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	53
9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	54
10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	54
11.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	55
11.1.- Composición del rubro.	55
11.2.- Inversiones en asociadas.	56
12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	58
12.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	58
12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	60
13.- PROPIEDADES DE INVERSION.	60
13.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	60
13.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	61
13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	61
14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	61
14.1.- Vidas útiles.	61
14.2.- Detalle de los rubros.	62
14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	64
14.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	65
14.5.- Costo por intereses.	65
14.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	65
15.- DETERIORO DE ACTIVOS.	68
15.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	68
15.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	68
16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	69
16.1.- Activos por impuestos diferidos.	70
16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	70
16.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	70
16.4.- Compensación de partidas.	71
17.- PASIVOS FINANCIEROS.	71
17.1.- Clases de otros pasivos financieros.	71
17.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	72
18.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	73
18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	73
18.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día.	73
19.- OTRAS PROVISIONES.	74
19.1.- Provisiones – saldos.	74
19.2.- Movimiento de las provisiones.	75
20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	76
20.1.- Detalle del rubro.	76
20.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	76
20.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	76
20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	77
20.5.- Hipótesis actuariales.	77
21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	77
21.1.- Ingresos diferidos.	78

21.2.- Contratos de construcción.	78
22.- PATRIMONIO NETO.	79
22.1.- Gestión de capital.	79
22.2.- Capital suscrito y pagado.	79
22.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	79
22.4.- Política de dividendos.	79
22.5.- Dividendos.	79
22.6.- Reservas.	80
22.7.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	81
22.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	81
23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	82
23.1.- Ingresos ordinarios.	82
23.2.- Otros ingresos, por función.	83
24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	83
24.1.- Gastos por naturaleza.	83
24.2.- Gastos de personal.	84
24.3.- Depreciación y amortización.	84
24.4.- Otras ganancias (pérdidas).	84
25.- RESULTADO FINANCIERO.	85
25.1.- Composición unidades de reajuste.	85
26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	86
26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	86
26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	87
26.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	87
26.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	87
26.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.	88
27.- GANANCIAS POR ACCION.	88
28.- INFORMACION POR SEGMENTO.	88
28.1.- Criterios de segmentación.	88
28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.	89
28.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	90
28.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	90
29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS	90
29.1.- Juicios y otras acciones legales.	90
29.2.- Juicios arbitrales.	91
29.3.- Sanciones administrativas.	91
29.4.- Sanciones.	92
29.5.- Restricciones.	93
29.6.- Otras acciones legales.	93
30.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	93
31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	93
32.- MEDIO AMBIENTE.	94
33.- HECHOS POSTERIORES.	94

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Correspondientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (en adelante la “Sociedad” o “Elecda”), Rut 96.541.920-9 es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. 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, cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

Elecda, es una empresa subsidiaria de Emel Norte S.A, la cual es controlada por el Grupo CGE, a su vez este es controlado por Gas Natural Fenosa Chile SpA, integrante del grupo GAS NATURAL FENOSA, cuya sociedad matriz es GAS NATURAL SDG, S.A. El accionista propietario del 100% de las acciones de Gas Natural Fenosa Chile SpA es GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL, S.A., que a su vez es controlada, directa e indirectamente, en un 100% por GAS NATURAL SDG, S.A. Asimismo, el controlador final de GAS NATURAL SDG, S.A. es Critería Caixa Holding, S.A.U., en adelante grupo “la Caixa” y el grupo Repsol quienes en conjunto controlan un 64,4% de GAS NATURAL SDG, S.A.

Al 31 de diciembre de 2015, grupo “la Caixa” poseía el 34,4% de participación en el capital social de GAS NATURAL SDG, S.A. y grupo Repsol el 30,0% de participación en el mismo.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y comercialización de 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 2015, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 427 de fecha 28 de Enero de 2016, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCIÓN 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 definir un marco regulatorio que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos, 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, permitió, en términos generales, un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones

en los costos de producción, transporte y distribución. Sin perjuicio de esto y no obstante el resultado positivo del último proceso de licitación de suministro adjudicado en diciembre de 2014, aún existen dificultades que afectan el desarrollo de proyectos de generación y transmisión, influyendo negativamente en la oferta de energía y en sus precios.

En lo relativo al segmento de distribución, en el cual la Sociedad desarrolla sus actividades, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW (mediante Ley N° 20.085, publicada en el Diario Oficial el 29 de enero de 2015, dicho límite se modificó desde 2.000 kW a los actuales 5.000 kW) y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes regulados que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

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 con las condiciones actuales de precios de generación, no parecen existir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, 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 171.859 clientes en la Región de Antofagasta, con ventas físicas que alcanzaron a 923 GWh, en el período terminado al 31 de diciembre de 2015.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados del SING, la distribuidora cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador E-CL, el cual entró en vigencia el 1 de enero de 2012 por un período de 15 años (con vencimiento en diciembre de 2026).

Por otra parte, para abastecer los consumos de sus clientes regulados del SIC, Elecda cuenta con contratos de suministro suscritos, en el marco de los procesos licitatorios efectuados entre los años 2006 y 2014, con la Empresa Nacional de Energía S.A., AES Gener S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Pelumpén S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., E.CL S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A y Abengoa Generación Chile S.A.

Adicionalmente, en el mes de octubre de 2015 fue adjudicado el proceso denominado "Licitación Suministro 2015/02", en el cual Elecda licitó suministros comprendidos entre los años 2017 y 2036. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Aela Generación S.A., Ibereólica Cabo Leones I S.A., SCB II SpA, Amunche Solar SpA y el consorcio conformado por Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar S.A. y Abengoa Solar Chile SpA.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012, Elecda inició el año 2008 los correspondientes procesos de

licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por la concesionaria CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos.

Además, Elecda solicitó oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit excedente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos.

Así, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad.

Algunas empresas generadoras presentaron recursos de reclamación y/o protección en contra del referido Oficio 7230/2013 en la Corte de Apelaciones, los cuales, con fecha 10 de abril de 2014, fueron desestimados por dicho tribunal. En el caso de los recursos de reclamación, el fallo de la Corte de Apelaciones se basó en la extemporaneidad de sus presentaciones, lo cual fue revocado por la Corte Suprema con fecha 8 de julio de 2014, por lo que el 29 de enero de 2015 la Corte de Apelaciones rechazó nuevamente los recursos, esta vez pronunciándose sobre el fondo del asunto debatido. Posteriormente, el 29 de julio de 2015, la Corte Suprema confirmó los fallos de primera instancia dictados por la Corte de Apelaciones de Santiago, rechazando las reclamaciones. En el caso de los recursos de protección, con fecha 9 de julio de 2014, la Corte Suprema confirmó las sentencias de rechazo.

Demanda:

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

Precios:

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

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), 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 (VAD):

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 2010, 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);
- Cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y
- 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, los correspondientes costos de comercialización y 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 los 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.

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, 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 Energía. Actualmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, 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 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.

Al respecto, el 29 de enero de 2015, fue publicada la Ley N° 20.085, mediante la cual se introducen modificaciones a la Ley Eléctrica perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico. Dicha Ley persigue los siguientes objetivos: asegurar el suministro bajo contrato para la totalidad de los clientes regulados; obtener precios competitivos en un mercado preferentemente de largo plazo; y garantizar el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación.

Por otro lado, cabe señalar 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, con vigencia desde el 1 de enero de 2011. Sin embargo, recién entre los meses de octubre de 2014 y enero de 2015, se publicaron los Decretos 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014, 8T-2014 y 9T-2014, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales fijan precios de nudo promedio con vigencia desde el 1 de enero de 2011, permitiendo el traspaso de los efectos del Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía a las cuentas de los clientes finales. Al respecto, mediante Oficios Circulares N° 13442-2014 y N° 1871-2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación de los decretos de precios de nudo promedio señalados precedentemente, la cual se ha materializado a contar de enero de 2015.

Entre los meses de mayo y diciembre de 2015, se publicaron los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015, 15T-2015, 16T-2015 y 21T-2015, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan los precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014, 1 de enero de 2015, 1 de febrero de 2015, 1 de abril de 2015 y 1 de mayo de 2015, respectivamente. Respecto a los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015, mediante Oficio Circular N° 11167-2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó las reliquidaciones correspondientes. A la fecha, dicha Superintendencia aún no ha instruido la reliquidación de los Decretos 16T-2015 y 21T-2015.

Por otra parte, aún se encuentran pendientes de publicación los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios con vigencias desde el 1 de septiembre y 1 de noviembre de 2015.

Todo lo anterior ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados.

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, 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, 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.

El 14 de marzo de 2014, fue publicado el Decreto 8T/2013 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija los precios de los servicios al suministro de electricidad vigentes a contar de dicha fecha.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un nivel de riesgo aceptable 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.

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, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones.

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las fijadas en el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 9 de abril de 2013, cuya vigencia fue extendida hasta el 31 de diciembre de 2015, mediante Decreto 7T-2015 del mismo ministerio, publicado en el Diario Oficial el 22 de abril de 2015.

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, mantención 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 al 31 de diciembre de 2015, han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS por su sigla en inglés) e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), en lo relacionado con el impuesto diferido, derivado de la Reforma Tributaria contenida en la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial del 29 de septiembre de 2014, que aumentó la tasa de Impuesto Renta de 20% a 25% ó 27%, desde el año 2014 al 2017, respectivamente, dependiendo del régimen tributario adoptado. El efecto inicial fue registrado en Ganancias (pérdidas) acumuladas del Patrimonio, en los estados financieros del ejercicio 2014. El criterio anterior difiere de lo indicado en NIC 12, la cual establece que el efecto por el cambio de tasa de impuesto se debe registrar en resultados del período en que se publica la ley que modifica dichos impuestos.

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados) a valor razonable con cambios en resultados o en patrimonio.

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 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 Nota 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

No existen estándares, interpretaciones y enmiendas que sean obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2015.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2015, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” cuya versión final fue emitida en julio de 2014. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo “más prospectivo” de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el “riesgo crediticio propio” para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.2.- NIIF 14 “Cuentas Regulatorias Diferidas”, emitida en enero de 2014, es una norma provisional que pretende mejorar la comparabilidad de información financiera de entidades que están involucradas en actividades con precios regulados. Muchos países tienen sectores industriales que están sujetos a la regulación de precios (por ejemplo gas, agua y electricidad), la cual puede tener un impacto significativo en el reconocimiento (momento y monto) de ingresos de la entidad. Una entidad que ya presenta estados financieros bajo IFRS no debe aplicar esta norma. Su aplicación es efectiva a contar del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.3.- NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.4.- NIIF 16 “Arrendamientos”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”.
- 3.3.5.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los empleados”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que profundidad del mercado de los bonos corporativos de alta calidad crediticia se evalúa en base a la moneda en que está denominada la obligación, en vez del país donde se encuentra la obligación. Cuando no exista un mercado profundo para estos bonos en esa moneda, se utilizará bonos emitidos por el gobierno en la misma moneda y plazos. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.6.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 38 “Activos Intangibles”. Emitida en mayo de 2014. En sus enmiendas a NIC 16 y NIC 38 el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un

activo, generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.7.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 41 “Agricultura”. Emitida en junio de 2014. Estas enmiendas establecen que el tratamiento contable de las plantas productoras de frutos debe ser igual a propiedades, planta y equipo, debido a que sus operaciones son similares a las operaciones de manufactura. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.8.- Enmienda a NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Emitida en mayo de 2014. Esta enmienda se aplica a la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio. La enmienda clarifica que los adquirentes de estas partes deben aplicar todos los principios de la contabilidad para combinaciones de negocios de NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y otras normas que no estén en conflicto con las guías de NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.9.- Enmienda a NIC 27 “Estados Financieros Separados”. Emitida en agosto de 2014. Esta enmienda restablece la opción de utilizar el método de la participación para la contabilidad de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en los estados financieros separados. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.10.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.11.- Enmienda a NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Discontinuas”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que si la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos para su disposición) desde mantenido para la venta directamente a mantenido para distribuir a los propietarios, o desde mantenido para distribuir a los propietarios directamente a mantenido para la venta, entonces el cambio en la clasificación es considerado una continuación en el plan original de venta. El IASB aclara que en estos casos no se aplicarán los requisitos de contabilidad para los cambios en un plan de venta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.12.- Modificación a NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que los acuerdos de servicio pueden constituir implicación continuada en un activo transferido para los propósitos de las revelaciones de transferencias de activos financieros. Generalmente esto será el caso cuando el administrador tiene un interés en el futuro rendimiento de los activos financieros transferidos como consecuencia de dicho contrato. Las modificaciones serán

de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.13.- Modificación a NIC 34 “Información Financiera Intermedia”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que las revelaciones requeridas deben estar o en los estados financieros interinos o deben ser indicadas con referenciadas cruzadas entre los estados financieros interinos y cualquier otro informe que lo contenga. La modificación será de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.14.- Modificación a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones introducen clarificaciones menores acerca de los requerimientos para la contabilización de entidades de inversión. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.15.- Modificación a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones abordan algunas preocupaciones expresados sobre los requerimientos de presentación y revelación, y aseguran que las entidades tienen la posibilidad de ejercer juicio cuando apliquen NIC 1. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 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 a la Sociedad, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros de la Sociedad en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de 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 integral).

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 resultados.

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

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

3.5.1.- 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.

3.5.2.- 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.

3.5.3.- 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 \$ / UF
31-12-2015	25.629,09
31-12-2014	24.627,10

CL \$ Pesos chilenos
U.F. Unidades de fomento

3.6.- 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 del segmento operativo que ha sido identificado como eléctrico. Esta información se detalla en Nota 28.

3.7.- 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 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.

Las construcciones u obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez terminado el periodo de prueba, cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de ese momento comienza su depreciación.

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.

3.8.- 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.

Se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en la venta o retiro de propiedades de inversión se reconocen en los resultados del ejercicio y se determina como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

3.9.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.9.1.- 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.

3.9.2.- 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.

3.10.- 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).

3.11.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos.

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.

3.12.- Activos financieros.

La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por cobrar y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

3.12.1- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas. Los activos de esta categoría se clasifican como activos corrientes.

Las inversiones en valores negociables se registran inicialmente al costo y posteriormente su valor se actualiza con base en su valor de mercado (valor razonable).

Las inversiones en acciones se encuentran contabilizadas a su valor razonable, los resultados obtenidos se encuentran registrados en otros ingresos (resultados).

3.12.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

Los préstamos y cuentas por cobrar son 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.

3.12.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Los activos financieros disponibles para la venta son no derivados que se designan en esta categoría o no se clasifican en ninguna de las otras categorías. Se incluyen en activos no corrientes a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha de los estados 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.

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable (con contrapartida en otros resultados integrales y resultados, respectivamente). Los préstamos y cuentas por cobrar se registran por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en el valor de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados, en el período o ejercicio en el que se producen los referidos cambios en el valor razonable. Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos por función cuando se ha establecido el derecho de la Sociedad a percibir los pagos por los dividendos.

Cuando un título o valor clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio se incluyen en el estado de resultados en el rubro "Otras ganancias (pérdidas)".

Los intereses que surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo se reconocen en el estado de resultados en el rubro ingresos financieros. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro Otras ganancias (pérdidas), cuando se ha establecido el derecho de la Sociedad a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), el Grupo CGE establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, la referencia a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados, y modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de información del mercado y confiando lo menos posible en información interna específica de la entidad. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

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.

3.13.- Inventarios.

Las existencias se valorizan a su costo o a su valor neto realizable, el menor de los dos. El costo se determina de acuerdo al método de precio medio ponderado (PMP).

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.

3.14.- 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.

3.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja 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 ejercicio 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 integral 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 disponer 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.- Obligaciones por 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 (r), 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 lo 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 constructiva, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe puede ser 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 la Sociedad. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de cierre de los estados financieros, 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 la Sociedad. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, devoluciones, 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.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen cuando la Sociedad ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien la Sociedad tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.

Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Los descuentos por volumen se evalúan en función de las compras anuales previstas. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

3.23.3.- Ingresos por intereses.

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

3.24.- Arrendamientos.

3.24.1.- Cuando la Sociedad es el arrendatario - arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad del bien se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

3.24.2.- Cuando la Sociedad es el arrendador.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedades, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.25.- 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.

3.26.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio 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 ADMINISTRACIÓN.

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 y premios por antigüedad ("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 el beneficio se pagará 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 distribución y transmisión 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 /VI 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.

4.3.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía).

El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, de fecha 14 de febrero de 2012, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, a partir del 1 de enero de 2011.

Al respecto, el 6 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 2T-2014 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2013, para el SIC, y del 1 de marzo de 2013, para el SING, estableciéndose la forma en que los precios de los contratos de suministro suscritos entre las empresas generadoras y distribuidoras, así como los precios de subtransmisión fijados en el Decreto 14-2012, se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Adicionalmente, en dicho decreto se actualizan los valores de los decretos con vigencia entre enero de 2011 y las fechas de vigencia del Decreto 2T-2014. Del mismo modo, el 10 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 3T-2014; el 29 de octubre de 2014, el Decreto 4T-2014; el 14 de noviembre de 2014, el Decreto 6T-2014; el 24 de noviembre de 2014, el Decreto 7T-2014; el 6 de diciembre de 2014, el Decreto 8T-2014; el 27 de enero de 2015; el Decreto 9T-2014; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 2T-2015; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 3T-2015; el 22 de mayo de 2015, el Decreto 9T-2015; el 23 de junio de 2015, el Decreto 12T-2015; el 4 de agosto de 2015, el Decreto 15T-2015; el 4 de noviembre de 2015, el Decreto 16T-2015; y el 26 de diciembre de 2015, el Decreto 21T-2015, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013, 1 de noviembre de 2013, 1 de diciembre de 2013, 1 de enero de 2014, 1 de marzo de 2014, 1 de mayo de 2014, 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014, 1 de enero de 2015, 1 de febrero de 2015, 1 de abril de 2015 y 1 de mayo de 2015, respectivamente.

Por lo señalado precedentemente, mediante Oficio N° 13442/2014 del 9 de diciembre de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruyó la reliquidación de los decretos de nudo promedio 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, estableciendo que producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos o cargos que procedan entre las distribuidoras y las empresas generadoras deberán materializarse en las primeras facturas que emitan estas últimas, incluyendo las diferencias por concepto de compra de energía y potencia originadas como consecuencia de la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio y el Decreto 14-2012, conforme a la metodología establecida en el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras. En el mismo Oficio, SEC estableció que las diferencias para cada boleta o factura se deberán reajustar de

acuerdo a las tasas de interés corriente para operaciones no reajustables por menos de 90 días mayores a 5.000 UF, vigentes a la fecha de publicación correspondiente de los nuevos valores en el Diario Oficial. Del mismo modo, mediante Oficio N° 1871/2015 del 10 de febrero de 2015, SEC instruyó la reliquidación del Decreto 9T/2014, y a través del Oficio N° 11167/2015 del 21 de agosto de 2015, instruyó las reliquidaciones de los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015.

Aún se encuentra pendiente la publicación de los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios retroactivamente a contar de los meses de septiembre y noviembre de 2015, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que ellos tendrán en las cuentas de los clientes finales.

A estos efectos, el monto estimado de la referida reliquidación se encuentra activado en el rubro “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar” en lo que respecta a los derechos a cobro y bajo el rubro “Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” sobre las obligaciones.

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.

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

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 procedimiento de carácter reglado, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

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, matriz de Elecda, ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre de diciembre 2015, la deuda financiera de Elecda alcanzó a M\$ 46.646.917 la que se encuentra denominada en pesos.

Tipo de deuda	31-12-2015		31-12-2014	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	46.646.917	100,00%	10.678.883	40,93%
Deuda en unidades de fomento	0	0,00%	15.409.418	59,07%
Total deuda financiera	46.646.917	100,00%	26.088.301	100,00%

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2015 Elecda no posee stock de deuda en unidades de fomento, en consecuencia, no se encuentra afecta al riesgo de variación unidad de fomento.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

El objetivo de la gestión de riesgo asociado a tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultado.

Al 31 de diciembre de 2015, la deuda financiera de Elecda se encuentra estructurada en un 100% a tasa variable.

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\$ 456.550 de mayor gasto por intereses.

5.1.4.- 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. En efecto al 31 de diciembre de 2015, un 100% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo en créditos bancarios.

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 de la Sociedad.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimiento de capital e intereses de la Sociedad, los cuales, como se indicó, se encuentran radicados mayoritariamente en el largo plazo:

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2015	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Total M\$
Bancos.	1.979.031	48.565.679	50.544.710
Total	1.979.031	48.565.679	50.544.710
Porcentualidad	4%	96%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2014	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Total M\$
Bancos.	959.996	27.136.620	28.096.616
Total	959.996	27.136.620	28.096.616
Porcentualidad	3%	97%	100%

5.1.5.- 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.

Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de Ingresos Operacionales.

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 3,2 meses de ventas. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 0,92% del total de Ingresos Operacionales.

Conceptos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	101.057.392	104.023.178
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	32.149.187	38.628.977
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	1.100.767	1.052.376
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	3,2	3,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	0,92%	0,85%

5.1.6.- 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 2015. 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 empresa:

Deuda al 31 de Diciembre de 2015	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	46.646.917	45.459.991	-2,54%
Total pasivo financiero	46.646.917	45.459.991	-2,54%

Deuda al 31 de diciembre de 2014	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	26.088.301	25.693.185	-1,51%
Total pasivo financiero	26.088.301	25.693.185	-1,51%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	50.189	158.501
Saldos en bancos.	1.264.263	127.161
Total	1.314.452	285.662

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no difieren del presentado en los estados de flujos de efectivo.

A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL\$	1.314.452	285.662
Total		1.314.452	285.662

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	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Deudores comerciales, neto.	26.640.759	15.549.440	11.663	8.584
Otras cuentas por cobrar, neto.	4.207.592	21.538.642	188.406	479.935
Total	30.848.351	37.088.082	200.069	488.519

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	249.740	272.911	188.406	479.935
Anticipo de remuneraciones.	75.172	14.297		
Fondos por rendir.	8.254	4.838		
Sub total	333.166	292.046	188.406	479.935
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	0	843.461	0	0
Sub total	0	843.461	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	3.769.576	20.052.663	0	0
Anticipo Proveedores.	103.454	313.297	0	0
Otros documentos por cobrar.	130.877	29.845	0	0
Otros.	0	136.811	0	0
Provisión de deterioro.	(129.481)	(129.481)	0	0
Sub total	3.874.426	20.403.135	0	0
Total	4.207.592	21.538.642	188.406	479.935

(*) Ver Nota N° 4.3

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	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Deudores comerciales, bruto.	27.612.045	16.472.335	11.663	8.584
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.337.073	21.668.123	188.406	479.935
Total	31.949.118	38.140.458	200.069	488.519

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Deudores comerciales.	971.286	922.895
Otras cuentas por cobrar.	129.481	129.481
Total	1.100.767	1.052.376

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial.	1.052.376	695.688
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(253.510)	0
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	301.901	356.688
Total	1.100.767	1.052.376

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 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 su 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 energéticos
- Clientes no energéticos

Se consideran saldos de dudoso cobro, todos aquellos cuya antigüedad de morosidad sea igual o superior a 180 días (seis meses). Se computa el cálculo de 180 días a partir del vencimiento del documento de cobro (facturas, boletas, convenios, etc). Los servicios clasificados como municipales y fiscales son excluidos de esta provisión.

Asimismo, se provisionan aquellos clientes que sin cumplir con la condición descrita en el párrafo anterior, en función de su situación jurídica, como son por ejemplo, los deudores en estado de quiebra o en los que exista una reclamación judicial, donde no se tenga certeza de su recuperabilidad.

La administración evalúa además, el provisionar convenios o programas especiales de recuperación de clientes que evidencien un alto riesgo de incobrabilidad.

Los castigos tributarios son realizados en la medida que las deudas son declaradas sin posibilidad alguna de recupero, de acuerdo a las normas tributarias vigentes.

Durante el ejercicio 2014 se consideraban saldos de dudoso cobro toda deuda superior a tres años de antigüedad, la que era provisionada en un 100%, adicionalmente a ella, se establecía un porcentaje a las treinta y seis últimas facturaciones móviles. El efecto del cambio de metodología es un mayor cargo a resultados de M\$ 374.652.-

7.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

31-12-2015	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.	19.521.725	5.559.454	907.195	235.316	148.115	133.285	162.079	64.334	82.382	809.823	27.623.708	27.612.045	11.663
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.042.839	146.535	146.535	12.094	12.094	47.469	12.094	12.094	12.094	81.631	4.525.479	4.337.073	188.406
Provision deterioro.	(153)	(38)	(129.481)	(29)	0	(199)	(14.327)	(64.334)	(82.382)	(809.824)	(1.100.767)	(1.100.767)	0
Total	23.564.411	5.705.951	924.249	247.381	160.209	180.555	159.846	12.094	12.094	81.630	31.048.420	30.848.351	200.069

31-12-2014	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.	7.165.485	6.569.422	1.641.322	164.460	54.748	34.395	31.985	52.078	50.044	716.980	16.480.919	16.472.335	8.584
Otras cuentas por cobrar, bruto.	21.254.008	31.989	143.809	12.152	11.617	10.038	9.225	18.279	4.590	652.351	22.148.058	21.668.123	479.935
Provision deterioro.	(13.594)	(11.366)	(9.407)	(9.061)	(12.531)	(10.569)	(17.810)	(45.078)	(10.471)	(912.489)	(1.052.376)	(1.052.376)	0
Total	28.405.899	6.590.045	1.775.724	167.551	53.834	33.864	23.400	25.279	44.163	456.842	37.576.601	37.088.082	488.519

7.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

31-12-2015								
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. (1)	0	14.060.760	0	0	0	0	14.060.760	0
Por vencer. (2)	49.060	5.252.219	(153)	2.675	208.746	0	5.460.965	(153)
Sub total por vencer	49.060	19.312.979	(153)	2.675	208.746	0	19.521.725	(153)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	52.838	5.530.408	(38)	327	29.046	0	5.559.454	(38)
Entre 31 y 60 días	2.357	897.795	0	159	9.400	0	907.195	0
Entre 61 y 90 días	1.077	228.932	(29)	103	6.384	0	235.316	(29)
Entre 91 y 120 días	231	139.905	0	49	8.210	0	148.115	0
Entre 121 y 150 días	619	129.946	(199)	14	3.339	0	133.285	(199)
Entre 151 y 180 días	42	157.423	(14.327)	34	4.656	0	162.079	(14.327)
Entre 181 y 210 días	248	58.764	(58.764)	64	5.570	(5.570)	64.334	(64.334)
Entre 211 y 250 días	252	76.446	(76.446)	94	5.936	(5.936)	82.382	(82.382)
Más de 250 días	3.775	666.220	(666.221)	1.676	143.603	(143.603)	809.823	(809.824)
Sub total vencidos	61.439	7.885.839	(816.024)	2.520	216.144	(155.109)	8.101.983	(971.133)
Total	110.499	27.198.818	(816.177)	5.195	424.890	(155.109)	27.623.708	(971.286)

31-12-2014								
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. (1)	0	6.669.842	0	0	0	0	6.669.842	0
Por vencer. (2)	30.524	397.042	(13.248)	740	98.601	(346)	495.643	(13.594)
Sub total por vencer	30.524	7.066.884	(13.248)	740	98.601	(346)	7.165.485	(13.594)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	41.805	6.563.845	(11.366)	91	5.577	0	6.569.422	(11.366)
Entre 31 y 60 días	25.773	1.640.804	(9.386)	44	518	(21)	1.641.322	(9.407)
Entre 61 y 90 días	1.013	164.383	(9.040)	29	77	(21)	164.460	(9.061)
Entre 91 y 120 días	217	54.693	(12.510)	14	55	(21)	54.748	(12.531)
Entre 121 y 150 días	582	33.221	(10.548)	4	1.174	(21)	34.395	(10.569)
Entre 151 y 180 días	40	31.047	(17.789)	9	938	(21)	31.985	(17.810)
Entre 181 y 210 días	233	51.937	(45.057)	18	141	(21)	52.078	(45.078)
Entre 211 y 250 días	237	49.941	(10.429)	26	103	(42)	50.044	(10.471)
Más de 250 días	3.552	668.611	(732.110)	465	48.369	(50.898)	716.980	(783.008)
Sub total vencidos	73.452	9.258.482	(858.235)	700	56.952	(51.066)	9.315.434	(909.301)
Total	103.976	16.325.366	(871.483)	1.440	155.553	(51.412)	16.480.919	(922.895)

(1) Vendida y no facturada: Corresponde a la estimación de energía por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre de los estados financieros.

(2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se encuentran sin vencer su fecha de pago.

(3) Vencidos: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros tienen como mínimo un día de morosidad con respecto a su fecha de vencimiento.

7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2015				
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.	0	0	3	1.302
Total	0	0	3	1.302

31-12-2014				
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	5.343	3	1.302
Total	10	5.343	3	1.302

7.5.- Provisión y castigos.

El movimiento de la provisión con efecto en resultado al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2015	01-01-2014
	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada.	198.204	321.019
Provisión cartera repactada.	103.697	35.669
Total	301.901	356.688

7.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente por venta de energía:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ventas de energía eléctrica.	2.120.650	100.845.732
Total	2.120.650	100.845.732

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Ventas de energía eléctrica.	2.002.878	103.819.145
Total	2.002.878	103.819.145

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

Las transacciones con empresas relacionadas son por lo general 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.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

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 2015 y 2014 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	4.586	3.973
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	4.320	287.395
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	886	956
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Servicio de operac. y mantenimiento	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	0	47.901
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	0	53
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	1.121	4.214
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de facturación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.527	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	0	137
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	0	118
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	74.253	497
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de facturación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	68.311	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	3.815.775	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Peaje por líneas de Subtransmisión	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	802	0
TOTALES							3.972.581	345.244

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.134	3.047
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	25.899	8.392
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	1.003	1.227
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Peaje por líneas de Subtransmisión	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	0	456
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicio legal y tesorería	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	32.147	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	1.520.863	20.400.632
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicio de call center y recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	272.913	13.156
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios de calibración	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	135.512	160.272
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios informáticos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	15.076	77.044
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	191.961	232.823
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicio contrato gerencial	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	136.924
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	31.467	10.247
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de cálculos tarifarios	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	102.754	6.434
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	866	0
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Servicios de contabilidad, RRHH y cuentas por pagar	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	6.932	209.696
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Servicios de tasación y publicidad	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	0	15.730
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	551.557	0
TOTALES							2.891.084	21.276.080

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 2015 y 2014.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2015 31-12-2015		01-01-2014 31-12-2014	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicio contrato gerencial	CL \$	1.014.890	(1.014.890)	1.190.921	(1.190.921)
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de contabilidad, RRHH y cuentas por pagar	CL \$	266.920	(266.920)	176.215	(176.215)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Técnicos de Electrificación	CL \$	59.695	(59.695)	28.281	(28.281)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL \$	34.589	(19.633)	50.990	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	145.762	(145.762)	98.323	(98.323)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL \$	1.755.768	(288.347)	1.588.112	(242.708)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos	CL \$	182.117	(182.117)	192.438	(192.438)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	713	713	664	664
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	0	0	19.461.978	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	18.950.245	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses pagados	CL \$	926.798	(926.798)	243.540	(243.540)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicio legal y tesorería	CL \$	356.907	(356.907)	243.589	(243.589)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	57	(57)	461	(461)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía y Subtransmisión	CL \$	488.353	488.353	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de recaudación	CL \$	5.709.141	0	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios informáticos	CL \$	1.130.095	(1.130.095)	762.041	(762.041)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos	CL \$	80.028	(80.028)	25.001	(25.001)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL \$	193.609	(8.185)	155.896	(251)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de calibración	CL \$	550.099	(550.099)	178.146	(178.146)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	5.615	5.615	628	628
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje por líneas de Subtransmisión	CL \$	102	(102)	7.930	7.930
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Servicios de operación y mantenimiento	CL \$	305.942	305.942	250.954	250.954
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía	CL \$	2.658	2.658	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de cálculos tarifarios	CL \$	45.174	(45.174)	64.957	(64.957)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes y arriendos	CL \$	708	(708)	4.434	(4.434)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	258.286	258.286	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	306.542	(306.542)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de call center	CL \$	255.113	(255.113)	161.552	(161.552)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendos de oficinas	CL \$	7.102	7.102	2.170	2.170
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de administración	CL \$	4.023	4.023	10.304	10.304
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de recaudación	CL \$	126.285	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	5.801	(5.801)	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	19.751	19.751	0	0

8.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 27 de marzo de 2015, de acuerdo a lo señalado en los artículos 31 y 56 de la Ley N° 18.046 se eligió a los integrantes del directorio, para el período 2015 - 2017.

Pablo Sobarzo Mierzo	Presidente del Directorio
Antonio Gallart Gabas	Vicepresidente del Directorio
Gonzálo Palacios Vásquez	Director
Mauricio Russo Camhi	Director
Wilhelm Wendt Glena	Director

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 418 de fecha 27 de abril de 2015 se designó como Presidente de Directorio de la Sociedad al director señor Pablo Sobarzo Mierzo y como Vicepresidente al director señor Antonio Gallart Gabas.

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un gerente general, y dos gerentes de área.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

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

8.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

El Equipo Gerencial no percibe remuneración directa de Elecda S.A., su vinculación con la Sociedad se rige por los términos y con las responsabilidades preceptuadas en los artículos 49 y 50 de la Ley N° 18.046.

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Activos, pasivos por impuestos	Corriente	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Activos por impuestos		
Pagos provisionales mensuales.	2.281.480	2.857.542
Rebajas al impuesto.	40.992	0
Créditos al impuesto.	22.478	21.599
Subtotal activos por impuestos	2.344.950	2.879.141
Pasivos por impuestos		
Impuesto a la renta de primera categoría.	(3.491.683)	(83.404)
Subtotal pasivos por impuestos	(3.491.683)	(83.404)
Total activos (pasivos) por impuestos	(1.146.733)	2.795.737

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Gastos pagados por anticipado.	288.657	37.991
Garantías de arriendo.	17.306	17.216
Otros activos .	134.130	0
Total	440.093	55.207

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

11.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2015

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2015 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Inversiones en asociadas.	2.789.965	197.623	(147.014)	0	2.840.574
Total	2.789.965	197.623	(147.014)	0	2.840.574

Al 31 de diciembre de 2014

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2014 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$
Inversiones en asociadas.	2.027.624	355.883	(49.550)	456.008	2.789.965
Total	2.027.624	355.883	(49.550)	456.008	2.789.965

11.2.- Inversiones en asociadas.

11.2.1.- Inversiones en asociadas contabilizadas usando el método de la participación y los movimientos en las mismas.

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2015 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	CL\$	11,0000%	11,0000%	2.789.965	197.623	(147.014)	0	2.840.574
Total					2.789.965	197.623	(147.014)	0	2.840.574

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2014 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	CL\$	11,0000%	11,0000%	2.027.624	355.883	(49.550)	456.008	2.789.965
Total					2.027.624	355.883	(49.550)	456.008	2.789.965

11.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2015												
		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)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	11,000000%	1.894.805	43.168.864	45.063.669	1.278.077	17.962.194	19.240.271	25.823.398	5.003.191	(3.206.614)	1.796.577	1.796.577	0	1.796.577
Total		1.894.805	43.168.864	45.063.669	1.278.077	17.962.194	19.240.271	25.823.398	5.003.191	(3.206.614)	1.796.577	1.796.577	0	1.796.577

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2014												
		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)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	11,000000%	1.959.337	43.010.551	44.969.888	1.364.779	18.241.788	19.606.567	25.363.321	4.138.281	(902.980)	3.235.301	3.235.301	3.700.374	6.935.675
Total		1.959.337	43.010.551	44.969.888	1.364.779	18.241.788	19.606.567	25.363.321	4.138.281	(902.980)	3.235.301	3.235.301	3.700.374	6.935.675

12- **ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.**

12.1.- **Composición y movimientos de los activos intangibles.**

Este rubro está compuesto principalmente por servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2015		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	137.604	(123.195)	14.409
Otros activos intangibles identificables.	5.612	0	5.612
Total	143.216	(123.195)	20.021

Activos Intangibles	31-12-2014		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	137.944	(89.940)	48.004
Otros activos intangibles identificables.	5.612	0	5.612
Total	143.556	(89.940)	53.616

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2015 se encuentra en nota 12.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2015 alcanza a M\$ 123.195 y M\$ 89.940 al 31 de diciembre de 2014, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	3
Servidumbres.	Vida	1	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 30 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2015		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	48.004	5.612	53.616
Amortización.	(33.595)	0	(33.595)
Cambios, total	(33.595)	0	(33.595)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015	14.409	5.612	20.021

Movimientos en activos intangibles	31-12-2014		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	81.590	5.612	87.202
Amortización.	(33.586)	0	(33.586)
Cambios, total	(33.586)	0	(33.586)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	48.004	5.612	53.616

12.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2015	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	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2014	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 del período por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	Programas informáticos M\$	Programas informáticos M\$
Gastos de administración.	33.595	33.586
Total	33.595	33.586

12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

12.2.1.- 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.

13.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo Inicial	2.351.540	2.566.321
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.	(509.300)	0
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	0	(214.781)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(509.300)	(214.781)
Total	1.842.240	2.351.540

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	1.842.240	2.351.540
Total	1.842.240	2.351.540

13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	171.663	154.903

14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

14.1.- 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.	60	60
Vida útil para planta y equipo.	10	55
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	3	3
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	5	45
Vida útil para vehículos de motor.	5	5

14.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Construcciones en curso.	11.353.134	5.934.141
Terrenos.	2.076.746	2.076.746
Edificios.	1.947.211	2.017.589
Planta y equipo.	64.503.497	63.660.679
Subestaciones de poder.	13.167.928	14.010.827
Líneas de transporte energía.	2.484.850	2.612.600
Subestaciones de distribución.	5.518.706	4.997.352
Líneas y redes de media y baja tensión.	41.866.533	40.831.967
Medidores.	1.465.480	1.207.933
Equipamiento de tecnología de la información	4.455	3.136
Instalaciones fijas y accesorios	854.880	1.208.437
Equipos de comunicaciones.	70.239	91.027
Herramientas.	583.974	751.796
Muebles y útiles.	168.059	219.622
Instalaciones y accesorios diversos.	32.608	145.992
Vehículos de motor.	1.034.271	524.974
Total	81.774.194	75.425.702

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

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Construcciones en curso.	11.353.134	5.934.141
Terrenos.	2.076.746	2.076.746
Edificios.	2.751.662	2.751.662
Planta y equipo.	84.563.523	81.747.243
Subestaciones de poder.	15.902.870	16.342.372
Líneas de transporte energía.	5.390.094	5.390.094
Subestaciones de distribución.	7.271.681	6.608.031
Líneas y redes de media y baja tensión.	52.623.484	50.501.045
Medidores.	3.375.394	2.905.701
Equipamiento de tecnología de la información	24.312	16.209
Instalaciones fijas y accesorios	2.332.263	2.414.380
Equipos de comunicaciones.	207.864	207.059
Herramientas.	1.439.944	1.385.681
Muebles y útiles.	577.973	558.255
Instalaciones y accesorios diversos.	106.482	263.385
Vehículos de motor.	2.007.307	1.302.392
Total	105.108.947	96.242.773

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipo	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Edificios.	804.451	734.073
Planta y equipo.	20.060.026	18.086.564
Subestaciones de poder.	2.734.942	2.331.545
Líneas de transporte energía.	2.905.244	2.777.494
Subestaciones de distribución.	1.752.975	1.610.679
Líneas y redes de media y baja tensión.	10.756.951	9.669.078
Medidores.	1.909.914	1.697.768
Equipamiento de tecnología de la información	19.857	13.073
Instalaciones fijas y accesorios	1.477.383	1.205.943
Equipos de comunicaciones.	137.625	116.032
Herramientas.	855.970	633.885
Muebles y útiles.	409.914	338.633
Instalaciones y accesorios diversos.	73.874	117.393
Vehículos de motor.	973.036	777.418
Total	23.334.753	20.817.071

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento año 2015		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 2015		5.934.141	2.076.746	2.017.589	63.660.679	3.136	1.208.437	524.974	0	75.425.702
Cambios	Adiciones.	9.470.349	0	0	607	0	0	0	0	9.470.956
	Gasto por depreciación y retiros.			(70.378)	(2.555.119)	(6.784)	(330.987)	(159.196)	0	(3.122.464)
	Otros incrementos (decrementos).	(4.051.356)	0	0	3.397.330	8.103	(22.570)	668.493	0	0
	Total cambios	5.418.993	0	(70.378)	842.818	1.319	(353.557)	509.297	0	6.348.492
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015		11.353.134	2.076.746	1.947.211	64.503.497	4.455	854.880	1.034.271	0	81.774.194

Movimiento al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento año 2014		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 2014		4.472.706	2.126.630	1.726.315	54.655.845	5.110	1.365.458	644.799	813.402	65.810.265
Cambios	Adiciones.	4.293.573	0	0	0	0	0	0	82.519	4.376.092
	Desapropiaciones	0	(171.306)	0	0	0	0	(21.500)	0	(192.806)
	Gasto por depreciación y retiros.			(53.924)	(2.548.835)	(3.874)	(303.294)	(98.325)	0	(3.008.252)
	Incrementos (decrementos) por revaluación reconocida en patrimonio neto.		135.908	322.877	7.981.618	0	0	0	0	8.440.403
	Sub total reconocido en patrimonio neto		135.908	322.877	7.981.618	0	0	0	0	8.440.403
	Otros incrementos (decrementos).	(2.832.138)	(14.486)	22.321	3.572.051	1.900	146.273		(895.921)	0
Total cambios	1.461.435	(49.884)	291.274	9.004.834	(1.974)	(157.021)	(119.825)	(813.402)	9.615.437	
Saldo final al 31 de diciembre de 2014		5.934.141	2.076.746	2.017.589	63.660.679	3.136	1.208.437	524.974	0	75.425.702

14.4.- 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 y con los contratos comerciales suscritos con sus clientes. No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de la Sociedad.

14.4.1.- Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipo.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	374.901	510.557
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	9.470.349	4.293.573

14.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

14.6.- 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 y transmisión eléctrica, se realizó de acuerdo a NIC 16 y 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 eléctricos 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.

En el caso de los bienes de transmisión eléctrica que son sometidos a revaluación se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Mercado, calculando su valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y la vida útil total por clase de bienes como período total de retorno de flujos.

Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución, fueron efectuadas de acuerdo a NIC 16, tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos.

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 2014 se revaluaron los bienes del segmento eléctrico y todas las propiedades. 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 2014 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 8.440.403, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2015 asciende al valor de M\$ 19.949.919.

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	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Terrenos.	389.809	389.809
Edificios.	1.353.507	1.396.619
Planta y equipo.	46.834.219	45.144.984
Total	48.577.535	46.931.412

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 2015 y 2014.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial	20.824.203	13.012.120
Ajustes de revaluación.	0	8.440.403
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(196.743)	(46.321)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluado.	(677.541)	(581.999)
Movimiento del ejercicio	(874.284)	7.812.083
Total	19.949.919	20.824.203

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-12-2015			31-12-2014		
	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	2.076.746	389.809	1.686.937	2.076.746	389.809	1.686.937
Edificios.	1.947.211	1.353.507	593.704	2.017.588	1.396.619	620.969
Planta y equipo.	64.503.497	46.834.219	17.669.278	63.661.281	45.144.984	18.516.297
Total	68.527.454	48.577.535	19.949.919	67.755.615	46.931.412	20.824.203

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	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Construcción en curso.	11.353.134	5.934.141
Equipamiento de tecnologías de la información.	4.455	3.136
Instalaciones fijas y accesorios.	854.880	1.207.836
Vehículos de motor.	1.034.271	524.974
Total	13.246.740	7.670.087

15.- DETERIORO DE ACTIVOS.

15.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

La Sociedad evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si las propiedades, planta y equipos y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.11.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por la Sociedad para la evaluación del deterioro son:

- Margen operacional, crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.
- Margen de servicios complementarios que implica el aumento de clientes, ventas de energía con crecimientos asociados al PIB, IPC.
- Gastos de personal, con dotaciones constantes en los períodos de análisis apoyados por las sinergias del negocio, considerando ajustes salariales en línea con el IPC.
- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, ventas físicas y variación de propiedades, planta y equipo.

Las tasas de descuento nominales antes de impuestos aplicadas al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, fluctuaron entre un 9% y un 10,5%.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existen deterioros en las Propiedades, plantas y equipos y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2015.

15.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2015 31-12-2015	
	Activos financieros M\$	Total M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(301.901)	(301.901)

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2014 31-12-2014	
	Activos financieros M\$	Total M\$
	Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo.	(356.688)

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 7.5.

15.2.1.- Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento.

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2015 31-12-2015	
	Eléctrico M\$	Total M\$
	Pérdidas por deterioro de valor.	(301.901)

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2014 31-12-2014	
	Eléctrico M\$	Total M\$
	Pérdidas por deterioro de valor.	(356.688)

15.2.2.- Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo.

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-12-2015		31-12-2014	
	Unidades generadoras de efectivo M\$	Total M\$	Unidades generadoras de efectivo M\$	Total M\$
	Activos intangibles con vidas útiles indefinidas.	5.612	5.612	5.612

16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

Al 31 de diciembre de 2014 se procedió a la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos como consecuencia de la aplicación de las modificaciones legales introducidas por la Ley N° 20.780 (Reforma Tributaria), publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014, lo que originó un incremento en los activos diferidos por M\$ 539.200 y un aumento en los pasivos diferidos por M\$ 974.822.

16.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo.	1.997.722	1.797.347
Relativos a intangibles.	1.424	2.885
Relativos a ingresos anticipados	33.244	222.827
Relativos a provisiones.	250.568	254.854
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	624.492	629.716
Relativos a cuentas por cobrar.	264.184	287.468
Relativos a los inventarios.	12.983	33.779
Total	3.184.617	3.228.876

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	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo.	5.386.478	5.622.535
Relativos a intangibles.	0	1.515
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	303.524	300.694
Relativos a cuentas por cobrar.	319.021	2.589.115
Total	6.009.023	8.513.859

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 2015 y 2014:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial	3.228.876	2.816.587
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(44.259)	(126.911)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	0	539.200
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(44.259)	412.289
Total	3.184.617	3.228.876

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial	8.513.859	2.602.424
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(2.504.836)	4.936.613
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	974.822
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(2.504.836)	5.911.435
Total	6.009.023	8.513.859

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	31-12-2015			31-12-2014		
	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.	3.184.617	(3.184.617)	0	3.228.876	(3.228.876)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(6.009.023)	3.184.617	(2.824.406)	(8.513.859)	3.228.876	(5.284.983)
Total	(2.824.406)	0	(2.824.406)	(5.284.983)	0	(5.284.983)

17.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

17.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31-12-2015		31-12-2014	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL\$	1.068.290	45.578.627	220.693	10.458.190
Préstamos bancarios.		UF	0	0	177.556	15.231.862
Total préstamos bancarios			1.068.290	45.578.627	398.249	25.690.052

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

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

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

País	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	3 a 12 meses	31-12-2015	más de 2 hasta 3 años	31-12-2015
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	3,84%	3,84%	Sin Garantía	234.217	0	0	234.217	6.458.190	6.458.190
Chile	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,01%	4,01%	Sin Garantía	0	137.677	0	137.677	4.000.000	4.000.000
Chile	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	3,84%	3,84%	Sin Garantía	320.826	0	0	320.826	8.846.291	8.846.291
Chile	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	3,92%	3,92%	Sin Garantía	233.726	0	0	233.726	6.350.487	6.350.487
Chile	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,91%	4,91%	Sin Garantía	0	0	141.844	141.844	19.923.659	19.923.659
Totales							788.769	137.677	141.844	1.068.290	45.578.627	45.578.627

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

País	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes	
							Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos	Total no corrientes
							Indeterminado	hasta 1 mes	31-12-2014	más de 2 hasta 3 años	31-12-2014
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,21%	5,21%	Sin Garantía	0	148.585	148.585	6.458.190	6.458.190
Chile	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,11%	5,11%	Sin Garantía	0	72.108	72.108	4.000.000	4.000.000
Chile	Banco Estado	UF	Al vencimiento	2,59%	2,59%	Sin Garantía	0	101.417	101.417	8.865.756	8.865.756
Chile	Banco Estado	UF	Al vencimiento	2,76%	2,76%	Sin Garantía	0	76.139	76.139	6.366.106	6.366.106
Totales							0	398.249	398.249	25.690.052	25.690.052

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	5.561.066	9.250.192	0	0
Retenciones.	1.768.925	208.131	0	0
Dividendos por pagar.	115.714	180.792	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (Nota 18.1)	1.409.865	1.471.144	0	0
Proveedores no energéticos.	2.673.934	1.278.777	0	0
Acreedores varios.	652.094	1.278.572	134.676	460.590
Otros.	226.549	852.260	0	0
Total	12.408.147	14.519.868	134.676	460.590

(*) Ver Nota N° 4.3.

18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Vacaciones del personal.	396.896	348.811
Bonificaciones de feriados.	139.831	136.254
Participación sobre resultados.	873.138	986.079
Total	1.409.865	1.471.144

18.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día.

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Servicios	Otros	Total
	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$
Hasta 30 días	8.235.000	2.596.065	10.831.065
Entre 31 y 60 días	0	544.332	544.332
Entre 61 y 90 días	0	508.595	508.595
Entre 91 y 120 días	0	1.640	1.640
Entre 121 y 365 días	0	522.515	522.515
Más de 365 días	0	134.676	134.676
Total	8.235.000	4.307.823	12.542.823

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Servicios	Otros	Total
	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$
Hasta 30 días	10.528.969	484.913	11.013.882
Entre 31 y 60 días	0	717.842	717.842
Entre 61 y 90 días	0	109.881	109.881
Entre 91 y 120 días	0	73.025	73.025
Entre 121 y 365 días	0	2.605.239	2.605.239
Más de 365 días	0	460.590	460.590
Total	10.528.969	4.451.490	14.980.459

19.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

19.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	206.793	214.996
Total	206.793	214.996

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 2015.

Conceptos	Movimiento de provisiones	
	Por reclamaciones legales	Total al
	M\$	31-12-2015 M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	214.996	214.996
Provisiones adicionales.	397.254	397.254
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	50.320	50.320
Provisión utilizada.	(455.777)	(455.777)
Total cambio en provisiones	(8.203)	(8.203)
Saldo al 31 de Diciembre de 2015	206.793	206.793

Saldos al 31 diciembre de 2014.

Conceptos	Movimiento de provisiones	
	Por reclamaciones legales	Total al
	M\$	31-12-2014 M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	201.682	201.682
Provisiones adicionales.	284.337	284.337
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	64.446	64.446
Provisión utilizada.	(244.509)	(244.509)
Reversión de provisión no utilizada.	(90.960)	(90.960)
Total cambio en provisiones	13.314	13.314
Saldo al 31 de diciembre de 2014	214.996	214.996

20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

20.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.779.181	1.724.021
Total	1.779.181	1.724.021

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	1.724.021	1.310.678
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	162.248	260.339
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	29.308	22.281
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(19.908)	156.569
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(116.488)	(25.846)
Total cambios en provisiones	55.160	413.343
Total	1.779.181	1.724.021

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.779.181	1.724.021
Total	1.779.181	1.724.021

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
	01-01-2015	01-01-2014	
	31-12-2015	31-12-2014	
	M\$	M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	162.248	260.339	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	29.308	22.281	Costos Financieros.
Total	191.556	282.620	

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.	1,70%
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 2015, 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 2015, 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	187.533	(165.113)

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ingresos diferidos. (*)	86.537	238.680
Total	86.537	238.680

21.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	82.184	238.680
Otros ingresos diferidos.	4.353	0
Total	86.537	238.680

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	238.680	630.518
Adiciones.	3.711.250	2.573.313
Imputación a resultados.	(3.863.393)	(2.965.151)
Total	86.537	238.680

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 período o ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	1.819.967	1.395.469
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(950.814)	(977.147)
Total	869.153	418.322

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

Detalle	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	691.020	1.333.102
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	82.184	238.680
Facturaciones por avances de obras.	691.020	1.333.102

22.- PATRIMONIO NETO.

22.1.- Gestión de capital.

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.

22.2.- Capital suscrito y pagado.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 16.771.834.

22.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el capital de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., está representado por 180.804.998, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

22.4.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 26 de marzo de 2015, se informó acerca de la política de reparto de dividendos aprobada por el Directorio para el ejercicio 2015 consistente en la intención de distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, mediante un dividendo provisorio. Dicho dividendo se pagará, en lo posible, durante el mes de noviembre de 2015. Además se espera proponer un dividendo definitivo a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en el año 2016.

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.

22.5.- Dividendos.

El Directorio en Sesión Extra Ordinaria N°401 celebrada el 03 de abril de 2014, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 99 de \$ 3,7 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2014, por un total de M\$ 668.978.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 403 celebrada el 27 de mayo de 2014, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 100 de \$ 3,7 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014 el cual se pagó con fecha 23 de junio de 2014, por un total de M\$ 668.979.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 406 celebrada el 26 de agosto de 2014, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 101 de \$ 5,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014 el cual se pagó con fecha 23 de septiembre de 2014, por un total de M\$ 904.025.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 411 celebrada el 25 de noviembre de 2014, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 102 de \$ 11,5 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014 el cual se pagó con fecha 22 de diciembre de 2014, por un total de M\$ 2.079.257.-

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 27 celebrada el 27 de marzo de 2015, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 103 de \$ 3,7 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014 el cual se pagó con fecha 23 de abril de 2015, por un total de M\$ 668.979.-

En Directorio en Sesión Ordinaria N° 424 celebrada el 26 de octubre de 2015, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 104 de \$ 11,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2015 el cual se pagó con fecha 24 de noviembre de 2015, por un total de M\$ 1.988.855.-

22.6.- Reservas.

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

22.6.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación del rubro propiedades, planta y equipo, la cual se presenta neta de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las ganancias (pérdidas) acumuladas.

Al 31 de diciembre de 2014 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas de la Sociedad, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$ 6.161.494 y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 15.026.063, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 650.475.

22.6.2.- 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.

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 823.008 (M\$ 808.475 al 31 de diciembre de 2014), ambos netos de impuestos diferidos.

22.6.3.- Otras reservas.

En este rubro se incluye 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 y otras reservas que se reconocen de inversiones en asociadas.

22.7.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre 2015 y 2014 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ajuste de 1° aplicación IFRS.	(3.816.012)	(3.816.012)
Aplicación NIC 19 r.	(980.554)	(980.554)
Utilidades (pérdidas) acumuladas.	13.327.311	13.327.311
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros.	6.210.428	4.330.476
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación.	4.409.804	3.759.329
Oficio Circular N° 856 - SVS (*).	615.239	615.239
Dividendos provisorios.	(1.988.854)	(3.652.261)
Resultado del período o ejercicio.	5.899.646	6.201.192
Total	23.677.008	19.784.720

(*) El Oficio Circular N° 856 de la SVS, de fecha 17 de octubre de 2014 dispuso que la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), publicada el 29 de septiembre de 2014 se realizará con cargo o abono a patrimonio según correspondiera. Durante el ejercicio 2014 el abono neto registrado en el Patrimonio de la Sociedad ascendió a M\$ 615.239.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2015.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2015	Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	0	0	5.899.646
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos			
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	19.908	(5.375)	14.533
Total movimientos del período o ejercicio	19.908	(5.375)	14.533
Total resultado integral			5.914.179

Movimientos al 31 de diciembre de 2014.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2014	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	0	0	6.201.192	0	0	6.201.192
Reservas por revaluación						
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	8.440.403	(3.195.771)	5.244.632	8.440.403	(3.195.771)	5.244.632
Total movimientos del período o ejercicio	8.440.403	(3.195.771)	5.244.632	8.440.403	(3.195.771)	5.244.632
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios						
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(156.570)	(46.211)	(202.781)	(156.570)	(46.211)	(202.781)
Total movimientos del período o ejercicio	(156.570)	(46.211)	(202.781)	(156.570)	(46.211)	(202.781)
Otras reservas						
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	413.055	0	413.055	413.055	0	413.055
Total movimientos del período o ejercicio	413.055	0	413.055	413.055	0	413.055
Total resultado integral			11.656.098			11.656.098

23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

23.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Ventas	85.044.828	87.923.538
Venta de energía.	85.043.809	87.922.706
Venta de gas.		
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	1.019	832
Prestaciones de servicios	15.800.904	15.895.607
Recargos regulados, peajes y transmisión.	4.504.807	3.954.097
Arriendo de equipos de medida.	282.762	266.044
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	776.545	705.993
Apoyos en postación.	79.837	124.413
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	7.258.831	9.766.536
Otras prestaciones.	2.898.122	1.078.524
Total	100.845.732	103.819.145

La Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los ejercicios terminados al 31 de diciembre 2015 y 2014.

23.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	171.663	154.903
Otros ingresos de operación.	39.997	49.130
Total	211.660	204.033

24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre 2015 y 2014 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	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Costo de venta.	85.917.215	90.735.005
Costo de administración.	7.756.746	6.467.579
Total	93.673.961	97.202.584

24.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Compra de energía.	71.982.514	75.489.556
Gastos de personal. (Nota 24.2)	6.860.437	7.219.057
Gastos de operación y mantenimiento.	5.493.193	6.543.730
Gastos de administración.	6.556.659	5.418.960
Depreciación.	2.747.563	2.497.695
Amortización.	33.595	33.586
Total	93.673.961	97.202.584

24.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	4.642.870	4.998.445
Beneficios a corto plazo a los empleados.	801.923	857.320
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	400.342	420.705
Otros gastos de personal.	1.015.302	942.587
Total	6.860.437	7.219.057

24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	2.518.828	2.470.400
Gasto de administración.	228.735	27.295
Otras ganancias (pérdidas).	374.901	510.557
Total depreciación	3.122.464	3.008.252
Amortización		
Gasto de administración.	33.595	33.586
Total amortización	33.595	33.586
Total	3.156.059	3.041.838

24.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipo.	(374.901)	(510.557)
Venta de chatarra.	37.923	27.359
Venta de propiedades, planta y equipo.	317.526	228.105
Compensación términos de contratos.	0	(100.000)
Juicios o arbitrajes.	(458.282)	(480.888)
Otras ganancias (pérdidas).	42.805	1.065.160
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	0	(214.781)
Aportes de terceros para financiar obras propias.	1.266.285	567.958
Total	831.356	582.356

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 2015 y 2014 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	1.077.254	1.952.652
Otros ingresos financieros.	8.692	9.718
Total ingresos financieros	1.085.946	1.962.370
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(1.159.742)	(987.427)
Otros gastos.	(1.094.402)	(338.388)
Total costos financieros	(2.254.144)	(1.325.815)
Total resultados por unidades de reajuste. (Nota 25.1)	50.287	(748.430)
Total	(1.117.911)	(111.875)

25.1.- Composición unidades de reajuste.

Resultado por unidades de reajuste	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos financieros.	0	119
Otros activos no financieros.	90	0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(6)	10.335
Activos por impuestos.	49.283	74.921
Total unidades de reajuste por activos	49.367	85.375
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	35.083	(816.134)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	(23.204)	(12.925)
Provisiones por beneficios a los empleados.	(10.959)	(4.746)
Total unidades de reajuste por pasivos	920	(833.805)
Total unidades de reajuste neto	50.287	(748.430)

26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, se procedió a calcular y contabilizar la renta líquida imponible con una tasa del 22,5% para el ejercicio comercial 2015, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014, para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, esta se encuentra calculada con una tasa del 21%.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2016 dicho impuesto se fijó en 24%. A contar del año 2017, los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 25,5% el año 2017 y a 27% a contar del año 2018.

La Ley N° 20.780, establece que los contribuyentes obligados a declarar sobre la base de sus rentas efectivas según contabilidad completa, podrán optar por aplicar las disposiciones referidas al “Sistema de renta atribuida” o bien, al “Sistema de tributación parcialmente integrado”. Tratándose de sociedades anónimas, la opción que se elija deberá ser aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas la que deberá celebrarse antes de la vigencia del año comercial 2017. No obstante, si la sociedad anónima no ejerciere su opción, la ley dispone que se aplicará a ella el sistema de tributación parcialmente integrado.

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 1.394.853 y M\$ 1.445.766, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(3.491.682)	1.384.098
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(369.123)	(414)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(3.860.805)	1.383.684
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias. (*)	2.055.623	(2.829.450)
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores.	410.329	0
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	2.465.952	(2.829.450)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(1.394.853)	(1.445.766)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(3.860.805)	1.383.684
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(3.860.805)	1.383.684
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	2.465.952	(2.829.450)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	2.465.952	(2.829.450)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(1.394.853)	(1.445.766)

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 2015 y 2014.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	7.294.499		7.646.958	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(1.641.262)	22,5%	(1.605.861)	21,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación.	44.465	-0,6%	64.588	-0,8%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable.	260.929	-3,6%	95.921	-1,3%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso).	(58.985)	0,8%	(414)	0,0%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	246.409	-3,4%	160.095	-2,1%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(1.394.853)	19,1%	(1.445.766)	18,9%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2015 31-12-2015			01-01-2014 31-12-2014		
	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	8.440.403	(3.195.771)	5.244.632
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	19.908	(5.375)	14.533	(156.570)	(46.211)	(202.781)
Total		(5.375)			(3.241.982)	

26.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.

Diferencias temporarias no reconocidas	31-12-2015 M\$	31-12-2014 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.	2.107.151	1.893.867

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 Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	5.899.646	6.201.192
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas. (\$)	32,63	34,30
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 el segmento operativo 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 (electricidad).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución eléctrica. En relación con las características del negocio de dichos segmentos. (ver nota 2.1.- y 2.2.-)

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 resultados por función y el estado de flujo de efectivo por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es la siguiente:

28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico	
	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	100.845.732
Costo de ventas.	(85.917.215)	(90.735.005)
Ganancia bruta	14.928.517	13.084.140
Otros ingresos, por función.	211.660	204.033
Gasto de administración.	(7.756.746)	(6.467.579)
Otras ganancias (pérdidas).	831.356	582.356
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	8.214.787	7.402.950
Ingresos financieros.	1.085.946	1.962.370
Costos financieros.	(2.254.144)	(1.325.815)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	197.623	355.883
Resultados por unidades de reajuste.	50.287	(748.430)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	7.294.499	7.646.958
Gasto por impuestos a las ganancias.	(1.394.853)	(1.445.766)
Ganancia (pérdida)	5.899.646	6.201.192
Depreciación	2.747.563	2.497.695
Amortización	33.595	33.586
EBITDA	10.164.589	9.351.875

28.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile	
	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	100.845.732

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico	
	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	14.636.211	(10.143.467)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(10.596.438)	(4.247.518)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(3.010.983)	13.842.053
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	1.028.790	(548.932)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	0	0
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	1.028.790	(548.932)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	285.662	834.594
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	1.314.452	285.662

29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

29.1.- Juicios y otras acciones legales.

29.1.1.- Nombre del Juicio:	“CGED, Conafe, Emelat y Elecda con Transelec y otros”.
Fecha:	29 de enero de 2015.
Tribunal:	23° Juzgado Civil de Santiago.
Rol:	29.105-14
Materia:	Reembolso del pago de las cantidades abonadas por las demandantes a los usuarios del servicio eléctrico por interrupción de suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central.
Cuantía:	M\$ 1.080.888.
Estado:	Etapa de discusión finalizada.

29.1.2.-Nombre del Juicio	“Elecda y otros con Endesa”.
Fecha:	22 de septiembre de 2014.
Arbitro:	7° Juzgado Civil de Santiago.
Rol:	14.689-2014
Materia:	Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.
Cuantía:	No hay.
Estado:	Etapas de discusión finalizada.

29.2.- Juicios arbitrales.

29.2.2.- Nombre del Juicio:	“Endesa con Elecda”.
Fecha:	26 de noviembre de 2014.
Arbitro:	Miguel Amunategui Monckeberg.
Rol:	2.080-2014
Materia:	Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía:	No hay
Estado:	Etapas de discusión.

29.2.3.- Nombre del Juicio:	“AES Gener con Elecda”.
Fecha:	5 de noviembre de 2014.
Arbitro:	Miguel Amunategui Monckeberg.
Rol:	2.147-2014
Materia:	Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía:	M\$ 145.409.
Estado:	Etapas de prueba.

Las contingencias enunciadas en el punto 29.1, cuentan con seguros, y de ser desfavorables para la Sociedad, éstas no comprometen su patrimonio.

29.3.- Sanciones administrativas.

29.3.1.- Mediante Resolución Exenta Sec N° 10.097, de fecha 10 de septiembre 2015, notificada a la sociedad con fecha 14 de septiembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 1.000 UTM por incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139 del DFL N° 4. Luego de desestimarse la reposición respectiva, se reclamó de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones Competente, la cual rechazó el recurso con fecha 13 de diciembre de 2015 estando en curso e pago de la multa.

29.3.2.- Mediante Resolución Exenta Sec N° 10.258, de fecha 25 de septiembre 2015, notificada a la sociedad con fecha 28 de septiembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 800 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139 del DFL N° 4. Se interpuso un recurso de reposición ante la SEC, el que fue rechazado. Con

fecha 17 de noviembre de 2015, se interpuso un recurso de reclamación de ilegalidad, el que se encuentra pendiente.

29.3.3.- Mediante Resolución Exenta Sec N° 10522, de fecha 14 de octubre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 15 de octubre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 800 UTM por incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139 del DFL N° 4. Con fecha 22 de octubre de 2015, se interpuso recurso de reposición el cual fue rechazado con fecha 11 de noviembre de 2015. Con fecha 11 de diciembre de 2015, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad, el que se encuentra pendiente de resolución.

29.3.4.- Mediante Resolución Exenta N° 10.694, de fecha 23 de octubre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 27 de octubre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 1.000 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139 del DFL N° 4. Con fecha 3 de noviembre de 2015 se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente.

29.3.5.- Mediante Resolución Exenta N° 10.734, de fecha 27 de octubre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 29 de octubre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 500 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139 del DFL N° 4. Con fecha 5 de noviembre de 2015 se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente.

29.3.6.- Mediante Resolución Exenta N° 10.817, de fecha 3 de noviembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 4 de noviembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 800 UTM por incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 214 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (D.S. N 327). Con fecha 11 de noviembre de 2015, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

29.4.- Sanciones.

29.4.1.- De la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad, los Directores y Ejecutivos, no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el período terminado al 31 de diciembre de 2015.

29.4.2.- De otras autoridades administrativas.

La Sociedad, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el período terminado al 31 de diciembre de 2015.

29.5.- Restricciones.

No existen restricciones que afecten a la Sociedad.

29.6.- Otras acciones legales.

No existen otras acciones legales 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.

31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2015				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Antofagasta	0	46	112	158	155
Calama	0	11	58	69	69
Mejillones	0	0	4	4	4
Taltal	0	0	4	4	4
Tocopilla	0	1	8	9	9
Total	0	58	186	244	241

Subsidiaria / área	31-12-2014				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Antofagasta	1	43	116	160	160
Calama	0	22	68	90	90
Mejillones	0	0	3	3	3
Taltal	0	0	4	4	4
Tocopilla	0	1	8	9	9
Total	1	66	199	266	266

32.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad participa en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hacen esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, estas empresas cumplen y hacen seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, estas empresas han suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 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 2015, fecha de cierre de los presentes estados financieros y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Marcelo Jacard Besoain
Subgerente Corporativo de Contabilidad

Eduardo Apablaza Dau
Gerente General