

Estados Financieros

CGE DISTRIBUCION S.A.

Santiago, Chile

31 de diciembre de 2016 y 2015



CGE DISTRIBUCIÓN S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2016 y 2015



CONTENIDO

I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE.

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.

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
CGE Distribución S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de CGE Distribución S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

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

Responsabilidad del auditor

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

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

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

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de CGE Distribución S.A. al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Fernando Zavala C.

EY Audit SpA.

Santiago, 25 de enero de 2017

Estados Financieros

CGE DISTRIBUCION S.A.

31 de diciembre de 2016 y 2015



CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	4.273.010	7.791.741
Otros activos no financieros.	10	163.226	908.048
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	165.957.193	212.861.855
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	39.979.171	1.573.694
Activos por impuestos.	9	0	6.496.437
Total activos corrientes		210.372.600	229.631.775
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar.	7	14.924.488	15.353.134
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	11	79.812.378	79.793.979
Plusvalía.	12	104.740.054	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	14	638.214.909	548.832.701
Propiedad de inversión.	13	62.622	77.424
Total activos no corrientes		837.754.451	748.797.292
TOTAL ACTIVOS		1.048.127.051	978.429.067



CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	19.694.948	3.163.589
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	143.164.178	129.528.704
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	3.210.548	25.362.986
Otras provisiones.	19	5.597.361	3.120.334
Pasivos por impuestos.	9	6.675.773	0
Otros pasivos no financieros.	21	3.282.486	4.327.659
Total pasivos corrientes		181.625.294	165.503.272
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	258.385.765	271.897.942
Pasivo por impuestos diferidos.	16	66.954.267	55.022.281
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	13.408.696	13.187.810
Otros pasivos no financieros.	21	446.071	0
Total pasivos no corrientes		339.194.799	340.108.033
TOTAL PASIVOS		520.820.093	505.611.305
PATRIMONIO			
Capital emitido.	22	314.733.393	314.733.393
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	22	84.071.323	61.297.290
Primas de emisión.		1	1
Otras reservas.	22	128.502.241	96.787.078
Total patrimonio		527.306.958	472.817.762
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		1.048.127.051	978.429.067



CGE DISTRIBUCIÓN S.A.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	31-12-2016	31-12-2015
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	988.671.416	931.884.279
Costo de ventas	24	(866.748.166)	(826.780.568)
Ganancia bruta		121.923.250	105.103.711
Otros ingresos, por función.	23	146.711	262.289
Gasto de administración.	24	(66.897.324)	(52.405.039)
Otras ganancias (pérdidas).	24	2.973.227	(3.192.926)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		58.145.864	49.768.035
Ingresos financieros.	25	2.760.624	2.975.257
Costos financieros.	25	(13.356.839)	(14.139.404)
Diferencias de cambio.	25	47.377	18.705
Resultados por unidades de reajuste.	25	(2.594.067)	(5.491.521)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		45.002.959	33.131.072
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	(9.789.394)	(6.783.053)
Ganancia (pérdida)		35.213.565	26.348.019
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	27	197,88	148,06
Ganancia (pérdida) por acción básica.		197,88	148,06



CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 diciembre de 2016 y 2015.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	31-12-2016	31-12-2015
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		35.213.565	26.348.019
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	52.259.181	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	22.8	(502.135)	310.665
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		51.757.046	310.665
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		51.757.046	310.665
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	(14.109.977)	0
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	22.8	135.578	(83.879)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(13.974.399)	(83.879)
Otro resultado integral		37.782.647	226.786
Total resultado integral		72.996.212	26.574.805



CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio total M\$
			Superávit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2016	314.733.393	1	116.694.535	(1.640.266)	(18.267.191)	96.787.078	61.297.290	472.817.762
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)		0					35.213.565	35.213.565
Otro resultado integral		0	38.149.204	(366.557)	0	37.782.647		37.782.647
Total resultado integral	0	0	38.149.204	(366.557)	0	37.782.647	35.213.565	72.996.212
Dividendos.		0				0	(18.507.016)	(18.507.016)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(6.067.484)	0	0	(6.067.484)	6.067.484	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	32.081.720	(366.557)	0	31.715.163	22.774.033	54.489.196
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2016	314.733.393	1	148.776.255	(2.006.823)	(18.267.191)	128.502.241	84.071.323	527.306.958



CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
 (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 2015	314.733.393	1	122.976.910	(1.867.052)	(18.267.191)	102.842.667	51.800.665	469.376.726
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)		0					26.348.019	26.348.019
Otro resultado integral		0	0	226.786	0	226.786		226.786
Total resultado integral	0	0	0	226.786	0	226.786	26.348.019	26.574.805
Dividendos.		0				0	(23.133.769)	(23.133.769)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(6.282.375)	0	0	(6.282.375)	6.282.375	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(6.282.375)	226.786	0	(6.055.589)	9.496.625	3.441.036
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2015	314.733.393	1	116.694.535	(1.640.266)	(18.267.191)	96.787.078	61.297.290	472.817.762



CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	31-12-2016	31-12-2015
	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.		1.247.535.751	1.129.011.788
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		1.315.554	0
Otros cobros por actividades de operación.		113.943.535	100.404.382
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(1.157.208.113)	(1.061.973.592)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(25.629.809)	(23.595.694)
Otros pagos por actividades de operación.		(27.053.876)	(16.198.726)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		0	582
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		1.217.189	(2.359.449)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		467.879	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		154.588.110	125.289.291
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		47.164	69.618
Compras de propiedades, planta y equipo.		(69.508.014)	(46.358.242)
Compras de activos intangibles.		(5.446)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(69.466.296)	(46.288.624)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		0	55.000.000
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		0	55.000.000
Préstamos de entidades relacionadas.		793.816.745	1.348.553.323
Pagos de préstamos.		0	(59.902.249)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(852.039.603)	(1.386.394.301)
Dividendos pagados.		(18.502.917)	(23.137.788)
Intereses recibidos.		571.428	171.949
Intereses pagados.		(12.486.198)	(11.719.090)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(88.640.545)	(77.428.156)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(3.518.731)	1.572.511
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	7.791.741	6.219.230
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		4.273.010	7.791.741



INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Correspondientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

1.-	INFORMACION GENERAL.	16
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.	17
2.1.-	Aspectos Regulatorios.	17
2.2.-	Mercado de distribución de electricidad.	18
2.3.-	Precios.	20
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	24
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros.	24
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	25
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2016, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	26
3.4.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	29
3.5.-	Información financiera por segmentos operativos.	30
3.6.-	Propiedades, planta y equipo.	30
3.7.-	Propiedades de inversión.	32
3.8.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	32
3.9.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	33
3.10.-	Costos por intereses.	33
3.11.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	34
3.12.-	Activos financieros.	34
3.13.-	Inventarios.	36
3.14.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	37
3.15.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	37
3.16.-	Capital social.	37
3.17.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	37
3.18.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	38
3.19.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	38
3.20.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	39
3.21.-	Provisiones.	40
3.22.-	Subvenciones estatales.	41
3.23.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	41
3.24.-	Reconocimiento de ingresos.	41
3.25.-	Arrendamientos.	42
3.26.-	Contratos de construcción.	43
3.27.-	Distribución de dividendos.	43
3.28.-	Costo de ventas.	43
3.29.-	Estado de flujos de efectivo.	43
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	44
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	44
4.2.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	44
4.3.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	45
4.4.-	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).	45
5.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	47
5.1.-	Riesgo financiero.	47
6.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	50
7.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	50



7.1.- Composición del rubro.	50
7.2.- Estratificación de la cartera.	53
7.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	54
7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	55
7.5.- Provisión y castigos.	55
7.6.- Número y monto de operaciones.	56
8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	56
8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	57
8.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	61
9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	62
10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	62
11.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	63
11.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	63
11.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	66
12.- PLUSVALIA.	66
13.- PROPIEDADES DE INVERSION.	67
13.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	67
13.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	67
14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	67
14.1.- Vidas útiles.	67
14.2.- Detalle de los rubros.	68
14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	70
14.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	72
14.5.- Costo por intereses.	72
14.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	72
15.- DETERIORO DE ACTIVOS.	75
15.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	75
15.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	76
16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	77
16.1.- Activos por impuestos diferidos.	77
16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	77
16.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	78
16.4.- Compensación de partidas.	78
17.- PASIVOS FINANCIEROS.	79
17.1.- Clases de otros pasivos financieros.	79
17.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	80
17.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	81
18.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	82
18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	82
18.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	83
19.- OTRAS PROVISIONES.	83
19.1.- Provisiones – saldos.	83
19.2.- Movimiento de las provisiones.	84
20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	85
20.1.- Detalle del rubro.	85
20.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	85



20.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	85
20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	85
20.5.- Hipótesis actuariales.	86
21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	87
21.1.- Ingresos diferidos.	87
21.2.- Contratos de construcción.	87
22.- PATRIMONIO NETO.	88
22.1.- Gestión de capital.	88
22.2.- Capital suscrito y pagado.	88
22.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	88
22.4.- Dividendos.	89
22.5.- Reservas.	89
22.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	90
22.7.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	91
23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	92
23.1.- Ingresos ordinarios.	92
23.2.- Otros ingresos, por función.	92
24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	93
24.1.- Gastos por naturaleza.	93
24.2.- Gastos de personal.	93
24.3.- Depreciación y amortización.	94
24.4.- Otras ganancias (pérdidas).	94
25.- RESULTADO FINANCIERO.	95
25.1.- Composición diferencias de cambio.	95
25.2.- Composición unidades de reajuste.	96
26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	96
26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	97
26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	97
26.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	98
26.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	98
27.- GANANCIAS POR ACCION.	98
28.- INFORMACION POR SEGMENTO.	99
28.1.- Criterios de segmentación.	99
28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.	99
28.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	100
28.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	100
29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	100
29.1.- Juicios y otras acciones legales.	100
29.2.- Sanciones administrativas.	104
29.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.	106
29.4.- Sanciones.	106
29.5.- Restricciones.	106
30.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	107
30.1.- Garantías comprometidas con terceros.	107
31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	108
32.- MEDIO AMBIENTE.	109



33.- HECHOS POSTERIORES.

109



NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Correspondientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

1.- INFORMACION GENERAL.

CGE Distribución S.A. (CGED S.A.), Rut 99.513.400-4, es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 14 en la comuna de Las Condes de la ciudad de Santiago, 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° 0841 cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

CGE Distribución S.A., posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución y comercialización de energía eléctrica en las Regiones Metropolitana y de la Araucanía.

CGE Distribución S.A., es una empresa subsidiaria de Compañía General de Electricidad S.A. que es integrante del grupo GAS NATURAL FENOSA, cuya sociedad matriz es GAS NATURAL SDG, S.A.

El accionista propietario del 100% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL S.A. Agencia en Chile, 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 Criteria Caixa Holding, S.A.U., en adelante grupo "la Caixa", el grupo Repsol y Global Infrastructure Management (a través de su sociedad GIP III Canary 1), quienes en conjunto controlan un 64,4% de GAS NATURAL SDG, S.A.

Al 31 de diciembre de 2016, grupo "la Caixa" poseía el 24,4% de participación en el capital social de GAS NATURAL SDG, S.A, el grupo Repsol 20% y Global Infrastructure Management el 20,0% de participación en el mismo.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 fue aprobada por el Directorio en Sesión de Directorio N° 159 de fecha 25 de enero de 2017, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.



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

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados entre las regiones Metropolitana y de la Araucanía. Las principales características de este segmento y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

2.1.- Aspectos Regulatorios.

Los negocios de la Sociedad en Chile 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 restrinja 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 de los últimos procesos de licitación de suministro eléctrico, adjudicados a partir de diciembre de 2014 a la fecha, aún existen dificultades que afectan el desarrollo de proyectos de generación y transmisión, incorporando incertidumbre a la oferta de energía y 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 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, 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.

CGE Distribución S.A. distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, de Valparaíso, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Biobío y de la Araucanía y abastece a 1.861.388 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 9.264 GWh, en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, CGE Distribución S.A. cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2016, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos la Sociedad mantiene contratos por el total del suministro de sus clientes regulados con los generadores: Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A., Campanario Generación S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla 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., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA y Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.

Además, en el mes de agosto de 2016, fue adjudicado el proceso denominado "Licitación Suministro 2015/01", en el cual CGE DISTRIBUCIÓN licitó suministros comprendidos entre los años 2021 y 2041. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Acciona Energía Chile Holdings, S.A., Aela Generación S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SPA, Cerro Tigre Eólica SPA, Ckani Eólica SPA, Coihue Eólica SPA, Cox Energy Chile SPA, Empresa Nacional De Electricidad S.A., Esperanza Eólica SPA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SPA, Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Puelche Sur Eólica SPA, Tchamma Eólica SPA, WPD Duqueco SPA, WPD Malleco II SPA, WPD Malleco SPA, WPD Negrete SPA y WPD Santa Fe SPA.

Así, CGE Distribución S.A. ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas clasificaciones de riesgo, efectuadas por reconocidas empresas del mercado, son bajas, por lo que en esta materia el riesgo se encuentra acotado a esos niveles.

Sin perjuicio de lo anterior, ante el incumplimiento de pagos de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia a contar del mes de mayo de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011, instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. en dichos balances, a partir del 1 de septiembre de 2011, debiendo las empresas que integran el CDEC-SIC abastecer íntegramente y en todo momento, los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa. Adicionalmente, en esa resolución se establece que los pagos de los suministros se harán a las empresas generadoras que los efectúen a los precios y condiciones obtenidas y establecidas en las licitaciones correspondientes, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por la Sociedad.



Adicionalmente, mediante Oficio N° 1308 del 31 de enero de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro por los consumos asociados al contrato suscrito con Campanario Generación S.A. en 2009, por lo que CGE Distribución S.A. realizó diversas licitaciones, todas las cuales fueron aprobadas por la Comisión Nacional de Energía. Como resultado de dichos procesos de licitación, la Sociedad adjudicó, el 7 de diciembre de 2012, el abastecimiento del 15% de la energía requerida los años 2013 y 2014 a la empresa AES Gener S.A. y, posteriormente, en virtud de las adjudicaciones del 12 de diciembre de 2014, la Comisión Nacional de Energía consideró que la energía correspondiente al contrato entre Campanario Generación S.A. y CGE Distribución S.A. se encuentra cubierta a partir del año 2018.

En cuanto al suministro para clientes libres, la Sociedad mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes. Sin perjuicio de lo anterior, CGE Distribución S.A. se encuentra negociando condiciones de suministro con distintos generadores del sistema, con el objeto de abastecer requerimientos de nuevos clientes libres, como también renovar algunos contratos suscritos con clientes cuya vigencia se encuentra próxima a su fin.

Por otra parte, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. (EMELECTRIC) y Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL) -filiales de CGE DISTRIBUCIÓN disueltas durante el año 2014, como resultado de la absorción de las primeras por parte de esta última-, ambas empresas iniciaron 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 CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos.

Además, las referidas empresas solicitaron 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.

En consideración de ello, 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.



Así, para materializar el traspaso de los mencionados excedentes, con fecha 28 de abril de 2016, CGE DISTRIBUCIÓN suscribió convenios de transferencia de excedentes con las distribuidoras Chilectra S.A., Chilquinta Energía S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Empresa Eléctrica de La Frontera S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A., que fueron aprobados con alcance mediante las resoluciones exentas de CNE N° 654, N° 655 y N° 656, del 9 de septiembre de 2016, y N° 662 del 13 de septiembre de 2016.

Demanda:

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

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por 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.

2.3.- 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 noviembre 2012 - noviembre 2016. Hasta la fecha, el decreto de fijación correspondiente al cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020 no ha sido publicado, sin perjuicio de lo cual la aplicación de las tarifas de distribución que resulten de ese proceso registrará en forma retroactiva desde el 4 de noviembre del 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 de 2015 y agosto de 2016, se publicaron los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015, 15T-2015, 16T-2015, 21T-2015, 22T-2015, 24T-2015, 1T-2016, 4T-2016, 7T-2016 y 8T-2016, 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, 1 de mayo de 2015, 1 de septiembre de 2015, 1 de noviembre de 2015, 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016, 1 de abril de 2016 y 1 de mayo de 2016, respectivamente. Mediante Oficio Circular N° 11167-2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó las reliquidaciones correspondientes a los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015; asimismo mediante Oficio Circular N°1954-2016, las reliquidaciones correspondientes a los Decretos 16T-2015, 21T-2015, 22T-2015 y 24T-2016; a través del Oficio Circular N° 3645-2016, las reliquidaciones correspondientes al Decreto 1T-2016; y a través del Oficio Circular N° 10571-2016, las reliquidaciones correspondientes a los Decretos 4T-2016 y 7T-2016.

En relación a la reliquidación del Decreto 8T-2016, conforme a lo establecido en Ley 20.936 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos y publicada el 20 de julio de 2016, tales diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto.

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.

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 2016 y 2015, han sido preparados de acuerdo Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

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 Compañía General de Electricidad S.A.

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 2015, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, de igual forma se presentan los efectos en el estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo directo lo informado en Nota 28.4 estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.



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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2016.

- 3.2.1.- 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.
- 3.2.2.- 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.
- 3.2.3.- 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.
- 3.2.4.- 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.
- 3.2.5.- 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”.
- 3.2.6.- 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.

- 3.2.7.- Enmienda a NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenidos 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.
- 3.2.8.- 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.
- 3.2.9.- 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 referencias cruzadas entre los estados financieros interinos y cualquier otro informe que lo contenga.
- 3.2.10.- 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.
- 3.2.11.- Modificación a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones abordan algunas preocupaciones expresadas sobre los requerimientos de presentación y revelación, y aseguran que las entidades tienen la posibilidad de ejercer juicio cuando apliquen NIC 1.
- 3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2016, 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 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 2018 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.3.- 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”.
- 3.3.4.- Modificación a NIC 7 “Estado de flujos de efectivo”, emitida en enero de 2016, requiere que una entidad revele información que permita a los usuarios de los Estados Financieros evaluar los cambios en las obligaciones derivadas de las actividades de financiación, incluyendo tanto los cambios derivados de los flujos de efectivo y los cambios que no son en efectivo. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.5 Modificación a NIC 12 “Impuesto a las ganancias”, emitida en enero de 2016, aclara como registrar los activos por impuestos diferidos correspondientes a los instrumentos de deuda medidos al valor razonable. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.6.- 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. La fecha de aplicación obligatoria de estas modificaciones está por ser determinada debido a que el IASB planea una investigación profunda que pueda resultar en una simplificación de contabilidad de asociadas y negocios conjuntos. Se permite su adopción inmediata.

- 3.3.7.- Enmienda a NIIF 2 “Pagos basados en acciones”. Emitida en junio de 2016. Estas enmiendas realizadas abordan las condiciones de cumplimiento cuando los pagos basados en acciones se liquidan en efectivo, la clasificación de transacciones de pagos basados en acciones, netas de retención de impuesto sobre la renta y la contabilización de las modificaciones realizadas a los términos de los contratos que modifiquen la clasificación de pagos liquidados en efectivo o liquidados en acciones de patrimonio.

En la entrada en vigencia de la modificación no es obligatoria la restructuración de los estados financieros de ejercicios anteriores, pero su adopción retrospectiva es permitida. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y se permite su adopción anticipada.

- 3.3.8.- Enmienda a NIIF 4 “Contratos de seguros”. Emitida en septiembre de 2016. Esta enmienda introduce las siguientes dos opciones para aquellas entidades que emitan contratos de seguros:

- La exención temporal y opcional de la aplicación de la NIIF 9, la cual estará disponible para las entidades cuyas actividades están predominantemente conectadas con los seguros. La excepción permitirá a las entidades que continúen aplicando la NIC 39 Instrumentos Financieros, Reconocimiento y valoración, hasta el 1 de enero de 2021.
- El enfoque de superposición, el cual, es una opción disponible para las entidades que adoptan IFRS 9 y emiten contratos de seguros, para ajustar las ganancias o pérdidas para determinados activos financieros; el ajuste elimina la volatilidad en valoración de los instrumentos financieros que pueda surgir de la aplicación de la IFRS 9., permitiendo reclasificar estos efectos del resultado del ejercicio al otro resultado integral.

Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.9.- CINIIF 22 “Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas”. Emitida en diciembre de 2016. La Interpretación aborda la forma de determinar la fecha de la transacción a efectos de establecer la tasa de cambio a usar en el reconocimiento inicial del activo, gasto o ingreso relacionado (o la parte de estos que corresponda), en la baja en cuentas de un activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada en moneda extranjera, a estos efectos la fecha de la transacción, corresponde al momento en que una entidad reconoce inicialmente el activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada Si existen múltiples pagos o cobros anticipados, la entidad determinará una fecha de la transacción para cada pago o cobro de la contraprestación anticipada.

Las interpretaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.



3.3.10.- NIIF 12 “Revelación de intereses en otras entidades”. Las modificaciones aclaran los requerimientos de revelación de la NIIF 12, aplicables a la participación de una entidad en una subsidiaria, un negocio conjunto o una asociada que está clasificada como mantenido para la venta. Las modificaciones serán efectivas a partir del 1 de enero de 2017 y su aplicación será retrospectivamente.

Las interpretaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

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

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

3.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

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

3.4.2.- Transacciones y saldos.

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

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral, reciclando a resultados la porción devengada.

Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan como parte de la ganancia o pérdida por valor razonable en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejadas de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral.



3.4.3.- Bases de conversión.

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

Fecha	CL \$ / UF
31-12-2016	26.347,98
31-12-2015	25.629,09

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

3.5.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, el que ha identificado como eléctrico. Esta información se detalla en Nota 28.

3.6.- Propiedades, planta y equipo.

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

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico, 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 período 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 con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

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

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

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



3.7.- Propiedades de inversión.

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

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

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.

3.8.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de subsidiarias o filiales a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor relacionado con adquisiciones de asociadas o coligadas se incluye en inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación, y se somete a pruebas por deterioro de valor junto con el saldo total de la inversión en una coligada. El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida. La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de una combinación de negocios, se abona directamente al estado consolidado de resultados.



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.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán durante el plazo de la concesión.

Dichos intangibles no se amortizan (vida útil indefinida), dado que la concesión no posee un plazo de expiración. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.9.3.- 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 se 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 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 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), se 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 los productos terminados, de los productos en proceso, como los costos de construcción de transformadores y el 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, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, con un riesgo poco significativo de cambio de valor y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como Otros Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

3.16.- Capital social.

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

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

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

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



3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, obligaciones con el público 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 disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar dichas diferencias.

El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias y 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 post empleo u otros similares.

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.- Beneficios post jubilatorios.

La Sociedad mantiene beneficios post-jubilatorios acordados con el personal conforme a los contratos colectivos e individuales vigentes, para todo el personal contratado con anterioridad al año 1992. Este beneficio se reconoce en base al método de la unidad de crédito proyectada.

3.20.3.- 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.



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

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.21.3.- 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.

3.20.5.- 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 de 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.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor razonable, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y la Sociedad cumplirá con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con costos, se difieren como pasivo y se reconocen en el estado de resultados durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedades, planta y equipo se presentan netas del valor del activo correspondiente y se abonan en el estado de resultados sobre una base lineal durante las vidas esperadas de los activos.

Las subvenciones estatales relacionadas con bonificación a la mano de obra se abonan directamente a resultados.

3.23.- 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.

3.24.- Reconocimiento de ingresos.

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

3.24.1.- 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.



3.24.2.- 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.

3.24.3.- Ingresos por intereses.

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

3.25.- Arrendamientos.

3.25.1.- 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.

3.25.2.- Cuando la Sociedad es el arrendador.

Cuando los activos son arrendados bajo arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos por arrendamiento se reconoce como una cuenta financiera a cobrar. La diferencia entre el importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho importe se reconoce como rendimiento financiero del capital.

Los ingresos por arrendamiento financiero se reconocen durante el período del arrendamiento de acuerdo con el método de la inversión neta, que refleja una tasa de rendimiento periódico constante.

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.



3.26.- 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.

3.27.- 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.

3.28.- Costo de ventas.

Los costos de ventas incluyen el costo de adquisición de las materias primas e insumos necesarios para la distribución, depreciaciones de instalaciones y mano de obra directa a servicios prestados. Estos costos incluyen principalmente los costos de adquisición netos de descuentos obtenidos, los gastos e impuestos no recuperables.

3.29.- Estado de flujos de efectivo.

El Estado de Flujos de Efectivo ha sido elaborado utilizando el método directo, y en el mismo se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

- Actividades de operación: actividades que constituyen los ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o financiación.
- Actividades de inversión: actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de operación.

La Sociedad no ha registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 31 de diciembre de 2016 y 2015. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.



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.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.12. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2016 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 15).

4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

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 se utiliza para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, la Sociedad considera las tasas de interés de mercado de bonos que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 20.5 se presenta información adicional al respecto.

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 consolidados de la Sociedad.



4.3.- 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. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución fueron efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos. 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.

4.4.- 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; el 26 de diciembre de 2015, el Decreto 21T-2015; el 4 de enero de 2016, el Decreto 22T-2015; el 21 de enero de 2016, el Decreto 24T-2015; el 4 de marzo de 2016, el Decreto 1T-2016; el 23 de mayo de 2016, el Decreto 4T-2016; el 17 de junio de 2016, el Decreto 7T-2016 y el 6 de agosto de 2016, el Decreto 8T-2016, 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, 1 de mayo de 2015, 1 de septiembre de 2015, 1 de noviembre de 2015, 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016; 1 de abril de 2016 y 1 de mayo de 2016, 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, mediante el Oficio N° 11167/2015 del 21 de agosto de 2015, las reliquidaciones de los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015, mediante el Oficio N° 1954/2016 del 17 de febrero de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 16T-2015, 21T-2015, 22T-2015 y 24T-2015, mediante el Oficio N° 3645/2016 del 28 de marzo de 2016, las reliquidaciones del Decreto 1T-2016, y a través del Oficio N° 10571/2016 del 12 de agosto de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 4T-2016 y 7T-2016.

En relación a la reliquidación del Decreto 8T-2016, conforme a lo establecido en Ley 20.936 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos y publicada el 20 de julio de 2016, tales diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto.



5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que está sometida CGE Distribución S.A. son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participa CGE Distribución S.A., dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retorno de largo plazo y estabilidad regulatoria, debido a que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento

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

Debido a los negocios en que participa CGE Distribución S.A., se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y las unidades de reajuste.

Al 31 de diciembre de 2016 la Sociedad no posee stock de deuda en moneda extranjera, en consecuencia, no se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio. La deuda financiera total de CGE Distribución S.A., se encuentra expresada en un 37,99% en Unidades de Fomento y un 62,01% en pesos.

Tipo de deuda	31-12-2016		31-12-2015	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	172.427.628	62,01%	172.364.489	62,66%
Deuda en unidades de fomento	105.653.085	37,99%	102.697.042	37,34%
Total deuda financiera	278.080.713	100,00%	275.061.531	100,00%

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2016, el resultado antes de impuesto hubiera disminuido en M\$ 1.056.531 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.



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 resultados.

Al 31 de diciembre de 2016 la deuda financiera de CGE Distribución S.A. (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada en un 54,5% a tasa fija y un 45,5% a tasa variable.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultado antes de impuesto bajo un escenario en que las tasas fueran 1% anual superior a las vigentes sería de M\$ 1.254.216 de mayor gasto por intereses.

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

El riesgo de liquidez en CGE Distribución S.A., 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 2016, un 94% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo principalmente mediante bonos y 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 Sociedad. Sin perjuicio de lo anterior, se 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	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31-12-2016	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$

Bancos	24.125.301	139.592.811	26.385.208	0	0	190.103.320
Bonos	4.019.226	8.038.453	12.057.679	16.076.905	132.521.697	172.713.960
Total	28.144.527	147.631.264	38.442.887	16.076.905	132.521.697	362.817.280

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31-12-2015	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$

Bancos	8.351.279	159.235.619	27.766.632	0	0	195.353.530
Bonos	3.909.564	7.819.128	11.728.692	15.638.256	132.815.480	171.911.120
Total	12.260.843	167.054.747	39.495.324	15.638.256	132.815.480	367.264.650



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 CGE Distribución S.A es de aproximadamente 2,4 meses de ventas. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 4,68% del total de Ingresos Operacionales.

Conceptos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	988.818.127	932.146.568
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	235.945.041	276.347.334
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	55.063.360	48.132.345
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	2,4	3,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	4,68%	4,34%

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

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios y bonos de la Compañía al 31 de diciembre de 2016 y 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 un resumen de los pasivos financieros de CGE Distribución S.A., que compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2016	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	172.427.628	171.788.903	-0,37%
Bonos	105.653.085	118.113.691	11,79%
Total pasivo financiero	278.080.713	289.902.594	4,25%
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.	172.364.489	169.574.877	-1,62%
Bonos.	102.697.042	111.257.053	8,34%
Total pasivo financiero	275.061.531	280.831.930	2,10%



6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	61.908	4.185
Saldos en bancos.	4.211.102	7.787.556
Total efectivo.	4.273.010	7.791.741

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 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 2016 y 2015 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL\$	4.273.010	7.791.741
Total		4.273.010	7.791.741

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	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales, neto.	161.729.755	173.628.789	14.629.585	15.199.520
Otras cuentas por cobrar, neto.	4.227.438	39.233.066	294.903	153.614
Total	165.957.193	212.861.855	14.924.488	15.353.134

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	761.780	95.230	294.903	153.614
Anticipo de remuneraciones.	67.078	203.820	0	0
Fondos por rendir.	58.767	69.397	0	0
Sub total	887.625	368.447	294.903	153.614
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	1.185.943	38.025.620	0	0
Anticipo Proveedores.	2.085.577	373.465	0	0
Otros documentos por cobrar.	68.293	85.906	0	0
Otros.	0	379.628	0	0
Sub total	3.339.813	38.864.619	0	0
Total	4.227.438	39.233.066	294.903	153.614

(*) Ver Nota N° 4.4

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	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales, bruto.	216.793.115	221.761.134	14.629.585	15.199.520
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.227.438	39.233.066	294.903	153.614
Total	221.020.553	260.994.200	14.924.488	15.353.134

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales.	55.063.360	48.132.345
Total	55.063.360	48.132.345

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial.	48.132.345	50.916.570
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(4.850.873)	(6.468.141)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	11.781.888	3.683.916
Total	55.063.360	48.132.345



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: Electricidad
- Clientes no energéticos
- Clientes de retail

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 todos 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.



7.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

31-12-2016	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.	121.367.630	37.665.294	9.053.048	3.193.393	2.084.419	1.902.712	1.490.825	1.304.025	1.557.564	51.803.790	231.422.700	216.793.115	14.629.585
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.522.341	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.522.341	4.227.438	294.903
Provision deterioro	(69.662)	(128.839)	(64.247)	(46.864)	(34.965)	(32.533)	(20.871)	(1.304.025)	(1.557.564)	(51.803.790)	(55.063.360)	(55.063.360)	0
Total	125.820.309	37.536.455	8.988.801	3.146.529	2.049.454	1.870.179	1.469.954	0	0	0	180.881.681	165.957.193	14.924.488

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.	136.330.958	37.137.580	9.014.949	2.238.228	1.633.479	1.424.072	1.067.359	897.252	888.243	46.328.534	236.960.654	221.761.134	15.199.520
Otras cuentas por cobrar, bruto.	39.386.680	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39.386.680	39.233.066	153.614
Provision deterioro	0	(1.370)	(580)	(1.778)	(5.408)	(4.607)	(4.573)	(897.252)	(888.243)	(46.328.534)	(48.132.345)	(48.132.345)	0
Total	175.717.638	37.136.210	9.014.369	2.236.450	1.628.071	1.419.465	1.062.786	0	0	0	228.214.989	212.861.855	15.353.134

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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

31-12-2016								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	65.791.459	0	0	0	0	65.791.459	0
Por vencer.	265.172	31.422.733	(69.662)	173.963	24.153.438	0	55.576.171	(69.662)
Sub total por vencer	265.172	97.214.192	(69.662)	173.963	24.153.438	0	121.367.630	(69.662)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	215.878	37.263.808	(128.839)	6.684	401.486	0	37.665.294	(128.839)
Entre 31 y 60 días	57.101	8.840.327	(64.247)	3.465	212.721	0	9.053.048	(64.247)
Entre 61 y 90 días	20.964	3.006.950	(46.864)	2.826	186.443	0	3.193.393	(46.864)
Entre 91 y 120 días	16.420	1.922.394	(34.965)	2.689	162.025	0	2.084.419	(34.965)
Entre 121 y 150 días	13.963	1.760.687	(32.533)	2.444	142.025	0	1.902.712	(32.533)
Entre 151 y 180 días	11.689	1.362.330	(20.871)	1.987	128.495	0	1.490.825	(20.871)
Entre 181 y 210 días	10.621	1.190.782	(1.190.782)	1.821	113.243	(113.243)	1.304.025	(1.304.025)
Entre 211 y 250 días	14.185	1.378.739	(1.378.739)	2.818	178.825	(178.825)	1.557.564	(1.557.564)
Más de 250 días	372.293	46.922.612	(46.922.612)	79.907	4.881.178	(4.881.178)	51.803.790	(51.803.790)
Sub total vencidos	733.114	103.648.629	(49.820.452)	104.641	6.406.441	(5.173.246)	110.055.070	(54.993.698)
Total	998.286	200.862.821	(49.890.114)	278.604	30.559.879	(5.173.246)	231.422.700	(55.063.360)

31-12-2015								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	80.654.252	0	0	0	0	80.654.252	0
Por vencer.	392.335	33.274.465	0	179.163	22.402.241	0	55.676.706	0
Sub total por vencer	392.335	113.928.717	0	179.163	22.402.241	0	136.330.958	0
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	240.397	36.792.989	(1.370)	1.080	344.591	0	37.137.580	(1.370)
Entre 31 y 60 días	56.286	8.874.829	(580)	2.403	140.120	0	9.014.949	(580)
Entre 61 y 90 días	12.873	2.144.445	(1.778)	3.468	93.783	0	2.238.228	(1.778)
Entre 91 y 120 días	6.841	1.538.843	(5.408)	2.455	94.636	0	1.633.479	(5.408)
Entre 121 y 150 días	20.259	1.338.212	(4.607)	2.832	85.860	0	1.424.072	(4.607)
Entre 151 y 180 días	8.830	997.791	(4.575)	1.364	69.568	0	1.067.359	(4.575)
Entre 181 y 210 días	10.960	799.625	(799.625)	2.229	97.627	(97.627)	897.252	(897.252)
Entre 211 y 250 días	7.660	778.935	(778.933)	1.241	109.308	(109.308)	888.243	(888.241)
Más de 250 días	372.260	41.476.482	(41.476.484)	72.621	4.852.052	(4.852.050)	46.328.534	(46.328.534)
Sub total vencidos	736.366	94.742.151	(43.073.360)	89.693	5.887.545	(5.058.985)	100.629.696	(48.132.345)
Total	1.128.701	208.670.868	(43.073.360)	268.856	28.289.786	(5.058.985)	236.960.654	(48.132.345)

(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 2016 y 2015 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2016				
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	1.014	4.876.860
Total	0	0	1.014	4.876.860

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	1.014	4.876.860
Total	0	0	1.014	4.876.860

7.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Provisión cartera no repactada	11.667.627	2.875.968
Provisión cartera repactada	114.261	807.948
Total	11.781.888	3.683.916



7.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente por venta de energía:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Ventas de energía eléctrica	21.908.522	988.671.416
Total	21.908.522	988.671.416
Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ventas de energía eléctrica	22.724.796	931.884.279
Total	22.724.796	931.884.279

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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 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 2016 y 2015 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	521	0
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	1.124
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Venta de Chatarra	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	2.142
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	541	301
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	102.495	46.733
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio de Recaudacion	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	91
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios Administrativos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	3.481	1.831
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	6.744	12.318
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios Administrativos	Hasta 30 días	Matriz	CL \$	1.011.570	40
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta Corriente Mercantil	Hasta 30 días	Matriz	CL \$	38.589.744	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios Administrativos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	1.478	150.639
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	35.048	868.414
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	2.371	729
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios Administrativos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	16.924	62.172
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	33
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios Administrativos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	102.754
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio de Recaudacion	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	866
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios Administrativos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	57.459
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio de Recaudacion	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	2.490	16
96.568.740-8	Gasco GLP S.A	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	15.933
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	159.151
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	137.374	16.866
96.837.950-k	Tecnet S.A	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	1.101
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	6.967
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Servicios Administrativos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	22.518	25.124
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios Administrativos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	37.817	36.946
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	7.906	3.944
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	149	0
TOTALES							39.979.171	1.573.694



8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	512
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	71.121	29.293
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	8.276
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	2.421.388	1.831.526
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios Administrativo	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	121.908
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Asesorías recibidas	Hasta 30 días	Matriz	CLP	53.938	197.030
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta Corriente Mercantil	Hasta 30 días	Matriz	CLP	0	20.602.995
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	22.439	87.566
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios informaticos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	1.207
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	37.545
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	152.194	73.356
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	96.534	74.253
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	68.311
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	48.806	21.075
96.568.740-8	Gasco GLP S.A	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL\$	0	5.374
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	20.638
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Peajes y arriendos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	13.183
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Compra de repuestos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	9.807
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	32.607
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	839.903
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	62.097
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios Administración	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	15.975	16.870
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	259.480	1.207.654
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	39.509	0
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Servicios Administración	Hasta 30 días	Accionista	CLP	29.164	0
TOTALES							3.210.548	25.362.986



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 2016 y 2015.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2016 31-12-2016		01-01-2015 31-12-2015	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías profesionales	CLP	3.409.228	(3.409.228)	1.038.183	(1.038.183)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (préstamos)	CLP	793.816.745	0	1.110.329.168	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CLP	852.039.603	0	1.129.589.287	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses cobrados	CLP	1.700.167	1.700.167	135.399	135.399
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CLP	145.097	(145.097)	1.040.772	(1.040.772)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicio de administración	CLP	0	0	1.670	1.670
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Ingreso por Arriendo de equipos	CLP	795	795	8.795	8.795
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CLP	189.125	(189.125)	165.992	(149.246)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicio de gestión comercial	CLP	218.554	218.554	1.856	1.856
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CLP	1.850.365	1.850.365	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicio de gestión de proyectos	CLP	349.412	349.412	901.682	901.682
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CLP	1.257.139	1.257.139	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Arriendo de propiedades	CLP	160.610	(160.610)	128.034	(128.034)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Venta de energía	CLP	0	0	172.751	172.751
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CLP	1.080.635	(1.080.635)	684.686	(684.686)
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CLP	0	0	9.890	9.890
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CLP	8.190	(8.190)	105.462	(101.321)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Venta de chatarra	CLP	0	0	2.350	2.350
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CLP	0	0	6.823	6.823
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CLP	0	0	64.880	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de mantenimiento transformadores	CLP	865	(865)	1.250	(1.250)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CLP	452.332	(452.332)	151.808	(151.808)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CLP	12.716	12.716	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CLP	56.623	56.623	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CLP	229.657	229.657	41.363	41.363
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CLP	36.028	36.028	824	824
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CLP	221.863	221.863	554.314	554.314
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de vehículos	CLP	171.430	(171.430)	16.538	(16.538)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CLP	0	0	113.093	(113.093)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CLP	20.885.939	(1.660.331)	14.295.483	(1.229.569)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos	CLP	0	0	9.497	9.497
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicio administración de bodega	CLP	281.505	(281.505)	239.068	(179.000)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CLP	0	0	6.595	6.595
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CLP	1.150.109	(1.150.109)	320.609	(320.609)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CLP	0	0	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CLP	0	0	14.410	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de recaudación (Abonos)	CLP	0	0	223.822	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de recaudación (Cargos)	CLP	0	0	1.779.411	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CLP	204.883	204.883	11.725	11.725
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CLP	108.315	108.315	3.299	3.299
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CLP	177.462	177.462	182.649	182.649
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CLP	874.182	874.182	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CLP	13.406.489	13.406.489	5.851.531	5.851.531



R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2016 31-12-2016		01-01-2015 31-12-2015	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de equipos microinformáticos	CLP	940.669	(940.669)	1.178.547	(1.178.547)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CLP	7.194	(7.194)	16.846	(16.843)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CLP	35.591	(35.591)	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CLP	329.274	(329.274)	67.027	(67.027)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CLP	12.248.651	(12.248.651)	10.283.857	(10.283.857)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CLP	2.978.433	(2.978.433)	2.114.896	(2.114.896)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CLP	2.466	(2.466)	1.204	(693)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CLP	0	0	47.412	47.412
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CLP	365.150	(365.150)	59.718	(59.718)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CLP	63.762	63.762	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CLP	249.229	249.229	3.509	3.509
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CLP	61.588	61.588	1.044	1.044
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CLP	232.520	232.520	42.025	42.025
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CLP	361.941	361.941	5.098	5.098
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CLP	201.996	201.996	2.061	2.061
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CLP	368.443	368.443	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CLP	94.665	94.665	84.295	84.295
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CLP	640.564	(640.564)	114.054	(114.054)
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CLP	0	0	707	707
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CLP	222.651	(222.651)	37.190	(37.190)
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CLP	58.084	58.084	618	618
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CLP	36.374	36.374	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CLP	50.850	50.850	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CLP	146.910	146.910	38.019	38.019
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CLP	7.839.372	(7.839.372)	10.508.884	(10.508.884)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CLP	0	0	16.011	16.011
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CLP	0	0	70.687	(16.616)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Construcción de redes eléctricas	CLP	3.505.016	0	292.311	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CLP	94.797	(94.797)	94.490	(94.490)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CLP	0	0	4.196	4.196
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CLP	2.475.352	(2.475.352)	1.450.297	(1.450.297)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicios sistema transmisión	CLP	391.554	(391.554)	134.195	(134.195)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CLP	0	0	66.183	66.183
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CLP	0	0	1.216	1.216
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CLP	14.730	14.730	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CLP	65.834	65.834	2.542	2.542
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CLP	85.113	85.113	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Construcción de redes eléctricas	CLP	985	0	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CLP	38.247	38.247	11.160	11.160
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CLP	0	0	92.585	92.585
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de recaudación (Abonos)	CLP	17.282	0	2.826.821	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de recaudación (Cargos)	CLP	0	0	2.972.191	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de recaudación	CLP	2.797	2.797	381.562	381.562
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Soporte call center	CLP	432.906	(432.906)	2.176.751	(2.168.127)



8.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

El Directorio de CGE Distribución S.A. lo componen cinco miembros, los cuales permanecen por un período de 3 años en sus funciones, pudiendo estos reelegirse.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 14 de abril de 2016 se eligió a los integrantes del Directorio el cual quedó compuesto de la siguiente forma:

Gonzalo Soto Serdio	Presidente del Directorio
Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Vicepresidente del Directorio
Matías Hepp Valenzuela	Director
Francisco Sánchez Hormazabal	Director
Mauricio Russo Camhi	Director

En Sesión de Directorio Ordinario N° 150 de fecha 25 de abril de 2016, se designó como Presidente de Directorio y de la Sociedad al director señor Gonzalo Soto Serdio y como Vicepresidente al director señor Luis Gonzalo Palacios Vásquez.

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

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

- Dietas por asistencia a sesiones.

A contar de abril de 2015, los directores no perciben remuneración por el desempeño de su cargo, hasta marzo del 2015 se pagó a cada Director 45 unidades de fomento por asistencia a las sesiones del directorio. La dieta del Presidente del Directorio era el equivalente a dos veces la dieta que le correspondía a un Director.

El detalle de los montos pagados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 a los señores Directores es el siguiente:

Nombre	Cargo	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
		Dieta directorio M\$	Dieta directorio M\$
Eduardo Morandé Montt	Ex - Presidente	0	3.318
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	0	1.106
Totales		0	4.424

8.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al equipo gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$1.526.855 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, (M\$1.198.174 para el ejercicio 2015).

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

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos por impuestos		
Pagos provisionales mensuales.	4.894.086	4.537.751
Créditos al impuesto.	214.872	4.908.447
Subtotal activos por impuestos	5.108.958	9.446.198
Pasivos por impuestos		
Impuesto a la renta de primera categoría.	(11.784.731)	(2.949.761)
Subtotal pasivos por impuestos	(11.784.731)	(2.949.761)
Total activos (pasivos) por impuestos	(6.675.773)	6.496.437

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Gastos pagados por anticipado.	14.001	758.838
Boletas en garantía.	149.225	149.210
Total	163.226	908.048

11.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

11.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2016		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	205.946	(180.578)	25.368
Otros activos intangibles identificables.	79.814.316	(27.306)	79.787.010
Total	80.020.262	(207.884)	79.812.378

Activos Intangibles	31-12-2015		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	181.068	(177.801)	3.267
Otros activos intangibles identificables.	79.814.316	(23.604)	79.790.712
Total	79.995.384	(201.405)	79.793.979

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se encuentra en nota 11.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2016 alcanza a M\$207.884 y M\$201.405 al 31 de diciembre de 2015, 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 2016 y 2015 es la siguiente:

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

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2016		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	3.267	79.790.712	79.793.979
Adiciones.	24.879	0	24.879
Amortización.	(2.778)	(3.702)	(6.480)
Cambios, total	22.101	(3.702)	18.399
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	25.368	79.787.010	79.812.378

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	4.425	79.794.500	79.798.925
Amortización.	(1.158)	(3.788)	(4.946)
Cambios, total	(1.158)	(3.788)	(4.946)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	3.267	79.790.712	79.793.979

11.1.1.- El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2016	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	3.310.991	Indefinida
Servidumbres.	36.263	Definida
Concesión Empresas Emel.	76.439.756	Indefinida
Total	79.787.010	

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.	3.310.991	Indefinida
Servidumbres.	39.964	Definida
Otros.	76.439.757	Indefinida
Total	79.790.712	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2016 31-12-2016		01-01-2015 31-12-2015	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	0	3.702	0	3.788
Gastos de administración.	2.778	0	1.158	0
Total	2.778	3.702	1.158	3.788



11.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

11.2.1.- 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.

11.2.2.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados 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 de deterioro de valor anualmente.

11.2.3.- Información sobre las concesiones de servicio.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile registradas, provienen de la valoración de derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Turismo y que fueron adquiridas a través de combinaciones de negocios. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

12.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2015			Movimientos 2016	
					Saldo al	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al
					01-01-2015		31-12-2015		31-12-2016
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
96.557.330-5	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. (*)	30-04-2003	CGE Distribución S.A.	Sin relación	103.712.002	0	103.712.002	0	103.712.002
80.215.300-7	Sociedad Eléctricidad del Sur S.A. (*)	30-07-1993	CGE Distribución S.A.	Sin relación	1.028.052	0	1.028.052	0	1.028.052
Totales					104.740.054	0	104.740.054	0	104.740.054

(*) Para todas las combinaciones de negocios efectuadas con anterioridad al 1 de enero de 2008, se optó por no aplicar de forma retroactiva la NIIF 3, utilizando la exención de la NIIF 1 como fecha de transición.

13.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo Inicial	77.424	77.424
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	(14.802)	0
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(14.802)	0
Total	62.622	77.424

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	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	62.622	77.424
Total	62.622	77.424

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

La vida útil de los edificios de oficinas se ha estimado en base a estudios técnicos disponibles que consideran en cada caso las características de los materiales y las tecnologías disponibles al instante de la construcción.

14.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcciones en curso.	106.971.234	63.016.082
Terrenos.	1.419.664	1.519.181
Edificios.	1.070.299	1.188.820
Planta y equipos.	526.296.261	479.846.282
Subestaciones de distribución.	71.090.813	60.298.115
Líneas y redes de media y baja tensión.	442.590.118	407.332.541
Medidores.	12.615.330	12.215.626
Instalaciones fijas y accesorios	2.390.378	3.231.215
Equipos de comunicaciones.	139.243	168.627
Herramientas.	1.749.582	2.173.631
Muebles y útiles.	390.876	497.360
Instalaciones y accesorios diversos.	110.677	391.597
Vehículos de motor.	67.073	31.121
Total	638.214.909	548.832.701

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcciones en curso.	106.971.234	63.016.082
Terrenos.	1.419.664	1.519.181
Edificios.	1.545.222	1.644.425
Planta y equipos.	694.794.918	657.054.941
Subestaciones de distribución.	91.757.824	83.062.735
Líneas y redes de media y baja tensión.	580.621.649	552.075.631
Medidores.	22.415.445	21.916.575
Instalaciones fijas y accesorios	13.617.442	13.577.379
Equipos de comunicaciones.	649.898	655.782
Herramientas.	5.337.024	5.324.078
Muebles y útiles.	2.342.189	2.309.188
Instalaciones y accesorios diversos.	5.288.331	5.288.331
Vehículos de motor.	1.250.256	1.336.043
Total	819.598.736	738.148.051



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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Edificios.	474.923	455.605
Planta y equipos.	168.498.657	177.208.659
Subestaciones de distribución.	20.667.011	22.764.620
Líneas y redes de media y baja tensión.	138.031.531	144.743.090
Medidores.	9.800.115	9.700.949
Instalaciones fijas y accesorios	11.227.064	10.346.164
Equipos de comunicaciones.	510.655	487.155
Herramientas.	3.587.442	3.150.447
Muebles y útiles.	1.951.313	1.811.828
Instalaciones y accesorios diversos.	5.177.654	4.896.734
Vehículos de motor.	1.183.183	1.304.922
Total	181.383.827	189.315.350



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

Movimiento al 31 de diciembre de 2016.

Movimiento año 2016		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, 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\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016		63.016.082	1.519.181	1.188.820	479.846.282	3.231.215	31.121	0	548.832.701
Cambios	Adiciones.	57.769.206	0	0	808.649	99.071	39.660	16.476	58.733.062
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	(89)	0	(89)
	Gasto por depreciación y retiros.			(19.318)	(20.645.622)	(931.486)	(13.520)		(21.609.946)
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		(99.517)	(99.203)	52.457.901	0	0	0	52.259.181
	Sub total reconocido en patrimonio neto		(99.517)	(99.203)	52.457.901	0	0	0	52.259.181
	Otros incrementos (decrementos).	(13.814.054)	0	0	13.829.051	(8.422)	9.901	(16.476)	0
Total cambios	43.955.152	(99.517)	(118.521)	46.449.979	(840.837)	35.952	0	89.382.208	
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		106.971.234	1.419.664	1.070.299	526.296.261	2.390.378	67.073	0	638.214.909



Movimiento al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento año 2015		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, 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\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015		39.398.544	1.590.234	1.208.415	485.344.227	3.567.553	59.324	0	531.168.297
Cambios	Adiciones.	38.305.142	0	0	706.393	16.545	0	0	39.028.080
	Desapropiaciones	0	(71.053)	0	0	0	(524)	0	(71.577)
	Gasto por depreciación y retiros.			(19.595)	(20.294.964)	(949.861)	(27.679)	0	(21.292.099)
	Incrementos (decrementos) por revaluación y pérdidas								
	Sub total reconocido en patrimonio neto								
	Otros incrementos (decrementos).	(14.687.604)	0	0	14.090.626	596.978	0	0	0
Total cambios	23.617.538	(71.053)	(19.595)	(5.497.945)	(336.338)	(28.203)	0	0	17.664.404
Saldo final al 31 de diciembre de 2015		63.016.082	1.519.181	1.188.820	479.846.282	3.231.215	31.121	0	548.832.701



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, como asimismo 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 equipos.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	3.105.461	3.424.896
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	57.769.206	38.305.142

14.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 respectivamente, 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 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.



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 los párrafos anteriores, 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.

Durante el ejercicio 2016 se revaluó el segmento eléctrico del Grupo CGE. De igual forma se revaluaron 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 2016 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 52.259.181, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2016 asciende al valor de M\$ 203.747.654.

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	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Terrenos.	390.885	390.885
Edificios.	450.737	458.319
Planta y equipos.	324.196.947	321.835.135
Total	325.038.569	322.684.339



El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	159.869.944	168.461.521
Ajustes de revaluación.	52.259.181	0
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(483.233)	(1.015.746)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(7.898.238)	(7.575.831)
Movimiento del ejercicio	43.877.710	(8.591.577)
Total	203.747.654	159.869.944

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-12-2016			31-12-2015		
	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.	1.419.664	390.885	1.028.779	1.519.180	390.885	1.128.295
Edificios.	1.070.299	450.737	619.562	1.188.820	458.319	730.501
Planta y equipos.	526.296.260	324.196.947	202.099.313	479.846.283	321.835.135	158.011.148
Total	528.786.223	325.038.569	203.747.654	482.554.283	322.684.339	159.869.944

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	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcción en curso.	106.971.234	63.016.082
Instalaciones fijas y accesorios.	2.390.379	3.231.215
Vehículos de motor.	67.073	31.121
Total	109.428.686	66.278.418



15.- DETERIORO DE ACTIVOS.

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

La Sociedad evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si la plusvalía comprada 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 2016, fluctuaron entre un 8.5% y un 11.5%.

Como resultado de estas pruebas se determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida, no existiendo indicios de deterioro para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

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 2016 y 2015 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2016 31-12-2016	
	Activos financieros	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(11.781.888)	(11.781.888)

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2015 31-12-2015	
	Activos financieros	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(3.683.916)	(3.683.916)

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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	01-01-2016 31-12-2016	
	Eléctrico	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(11.781.888)	(11.781.888)

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2015 31-12-2015	
	Eléctrico	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(3.683.916)	(3.683.916)

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-12-2016		31-12-2015	
	Unidades generadoras de efectivo acumuladas para las que el importe de la plusvalía o activos intangibles con vidas útiles indefinidas no es significativo M\$	Total M\$	Unidades generadoras de efectivo acumuladas para las que el importe de la plusvalía o activos intangibles con vidas útiles indefinidas no es significativo M\$	Total M\$
Plusvalía	104.740.054	104.740.054	104.740.054	104.740.054
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	3.310.991	3.310.991	3.310.991	3.310.991

16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

16.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Relativos a ingresos anticipados	540.537	800.972
Relativos a provisiones.	65.518	0
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	3.907.654	3.561.292
Relativos a cuentas por cobrar.	15.500.650	9.061.152
Relativos a los inventarios.	233.568	155.636
Total	20.247.927	13.579.052

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	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	18.297.503	12.260.827
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	55.026.834	43.179.852
Relativos a intangibles.	13.776.768	13.039.325
Relativos a otros.	101.089	121.329
Total	87.202.194	68.601.333

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 2016 y 2015:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	13.579.052	13.251.459
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	6.668.875	327.593
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	6.668.875	327.593
Total	20.247.927	13.579.052

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	68.601.333	64.351.112
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	18.600.861	4.250.221
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	18.600.861	4.250.221
Total	87.202.194	68.601.333

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	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.	20.247.927	(20.247.927)	0	13.579.052	(13.579.052)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(87.202.194)	20.247.927	(66.954.267)	(68.601.333)	13.579.052	(55.022.281)
Total	(66.954.267)	0	(66.954.267)	(55.022.281)	0	(55.022.281)



17.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

17.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31-12-2016		31-12-2015	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	18.662.384	153.765.244	2.164.717	170.199.772
Total préstamos bancarios			18.662.384	153.765.244	2.164.717	170.199.772
Obligaciones con el público (bonos)		UF	1.032.564	104.620.521	998.872	101.698.170
Total			19.694.948	258.385.765	3.163.589	271.897.942

CL\$: Pesos chilenos.

UF : Unidad de fomento.



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

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes									
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes			
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años				
								M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2016	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2016		
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Bice	CL\$	Anual	4,71%	4,60%	Sin Garantía	0	0	0	56.430	56.430	10.761.312	0	0	0	0	0	0	0	0	10.761.312
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Chile	CL\$	Semestral	4,35%	4,35%	Sin Garantía	0	444.391	0	0	444.391	22.425.095	0	0	0	0	0	0	0	0	22.425.095
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	4,40%	4,40%	Sin Garantía	0	0	0	16.630.254	16.630.254	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Estado	CL\$	Al vencimiento	5,68%	5,45%	Sin Garantía	0	0	469.305	0	469.305	0	0	24.926.990	0	0	0	0	0	0	24.926.990
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Itau	CL\$	Al vencimiento	5,19%	4,98%	Sin Garantía	0	0	351.366	0	351.366	19.955.923	0	0	0	0	0	0	0	0	19.955.923
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Itau	CL\$	Al vencimiento	4,73%	4,54%	Sin Garantía	0	0	0	22.700	22.700	9.974.064	0	0	0	0	0	0	0	0	9.974.064
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Estado	CL\$	Al vencimiento	4,51%	4,51%	Sin Garantía	0	0	0	65.771	65.771	0	15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	15.000.000
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Estado	CL\$	Al vencimiento	4,28%	4,28%	Sin Garantía	0	0	258.572	0	258.572	0	19.771.776	0	0	0	0	0	0	0	19.771.776
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Estado	CL\$	Al vencimiento	4,36%	4,36%	Sin Garantía	0	0	363.595	0	363.595	0	30.950.084	0	0	0	0	0	0	0	30.950.084
Totales								0	444.391	1.442.838	16.775.155	18.662.384	63.116.394	65.721.860	24.926.990	0	0	0	0	0	0	153.765.244

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes									
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes			
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años				
								M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2015	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2015		
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Semestral	6,43%	4,50%	Sin Garantía	0	0	242.500	0	242.500	0	19.998.043	0	0	0	0	0	0	0	19.998.043
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	CL\$	Semestral	5,35%	5,33%	Sin Garantía	0	0	0	75.508	75.508	0	14.998.908	0	0	0	0	0	0	0	14.998.908
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Bice	CL\$	Anual	2,71%	5,36%	Sin Garantía	0	0	0	65.754	65.754	0	10.755.818	0	0	0	0	0	0	0	10.755.818
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Chile	CL\$	Semestral	3,73%	4,07%	Sin Garantía	0	415.786	0	0	415.786	0	22.425.095	0	0	0	0	0	0	0	22.425.095
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Semestral	3,92%	4,39%	Sin Garantía	0	0	67.069	0	67.069	0	5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	5.000.000
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Semestral	4,12%	4,51%	Sin Garantía	0	0	172.103	0	172.103	0	14.771.766	0	0	0	0	0	0	0	14.771.766
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Semestral	4,11%	4,50%	Sin Garantía	0	0	132.770	0	132.770	0	10.950.084	0	0	0	0	0	0	0	10.950.084
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	4,20%	4,69%	Sin Garantía	0	0	0	135.450	135.450	16.503.180	0	0	0	0	0	0	0	0	16.503.180
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,67%	5,45%	Sin Garantía	0	0	480.660	0	480.660	0	0	0	24.906.951	0	0	0	0	0	24.906.951
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Itau	CL\$	Al vencimiento	5,19%	4,98%	Sin Garantía	0	0	351.367	0	351.367	0	19.929.270	0	0	0	0	0	0	0	19.929.270
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Itau	CL\$	Al vencimiento	5,15%	5,15%	Sin Garantía	0	0	0	25.750	25.750	0	9.960.657	0	0	0	0	0	0	0	9.960.657
Totales								0	415.786	1.446.469	302.462	2.164.717	16.503.180	128.789.641	0	24.906.951	0	0	0	0	0	170.199.772



17.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes							
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos					Total no corrientes		
										1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años		10 o más años	31-12-2016
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	0	1.032.564	1.032.564	0	0	0	0	0	0	104.620.521	104.620.521
Totales										0	1.032.564	1.032.564	0	0	0	0	0	0	104.620.521	104.620.521

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes							
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos					Total no corrientes		
										1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años		10 o más años	31-12-2015
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	998.872	0	998.872	0	0	0	0	0	0	101.698.170	101.698.170
Totales										998.872	0	998.872	0	0	0	0	0	0	101.698.170	101.698.170

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	108.395.527	103.757.962
Retenciones.	4.172.489	5.950.828
Dividendos por pagar.	70.693	64.840
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	3.337.401	3.461.608
Proveedores no energéticos.	26.393.606	14.969.069
Acreedores varios.	339.282	973.334
Otros.	455.180	351.063
Total	143.164.178	129.528.704

(*) Ver Nota N° 4.4.

Los principales proveedores de la sociedad son Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Colbún S.A. cuyas cuentas por pagar representan el 36% del saldo al 31 de diciembre de 2016.

18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Vacaciones del personal.	1.884.271	1.607.055
Bonificaciones de feriados	0	120.313
Participación sobre resultados.	1.453.130	1.734.240
Total	3.337.401	3.461.608

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Servicios	Otros	Total
	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$
Hasta 30 días	134.788.522	5.038.255	139.826.777
Entre 91 y 120 días	0	1.635.326	1.635.326
Entre 121 y 365 días	0	1.702.075	1.702.075
Total	134.788.522	8.375.656	143.164.178

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	118.727.031	7.340.065	126.067.096
Entre 91 y 120 días	0	1.727.368	1.727.368
Entre 121 y 365 días	0	1.734.240	1.734.240
Total	118.727.031	10.801.673	129.528.704

19.- OTRAS PROVISIONES.

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

19.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	5.048.034	2.693.639
Participación en utilidades y bonos.	549.327	426.695
Total	5.597.361	3.120.334

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).

19.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

La provisión para la participación de los empleados en las utilidades y de los bonos de desempeño se provisionan en el ejercicio en curso y se paga al mes siguiente de la aprobación de los estados financieros.

19.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 diciembre de 2016.

Conceptos	Movimiento de provisiones		
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Total al 31-12-2016
	M\$	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	2.693.639	426.695	3.120.334
Provisiones adicionales.	2.354.395	623.691	2.978.086
Provisión utilizada.	0	(419.146)	(419.146)
Reversión de provisión no utilizada.	0	(81.913)	(81.913)
Total cambio en provisiones	2.354.395	122.632	2.477.027
Saldo al 31 de diciembre de 2016	5.048.034	549.327	5.597.361

Saldos al 31 diciembre de 2015.

Conceptos	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Total al 31-12-2015
	M\$	M\$	M\$
	Saldo al 01 de enero de 2015	1.823.474	500.131
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.142.669	346.777	1.489.446
Provisión utilizada.	(272.504)	(318.581)	(591.085)
Reversión de provisión no utilizada.	0	(101.632)	(101.632)
Total cambio en provisiones	870.165	(73.436)	796.729
Saldo al 31 de diciembre de 2015	2.693.639	426.695	3.120.334

20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

20.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	2.386.172	2.038.301
Provisión beneficios post-jubilatorios.	11.022.524	11.149.509
Total	13.408.696	13.187.810

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	2.038.301	2.051.584	11.149.509	11.692.635
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	236.158	256.862	50.087	(397.809)
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	118.576	34.876	565.243	198.774
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	226.061	(47.949)	276.072	(344.091)
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	0	0	0	0
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.	(232.924)	(257.072)	(1.018.387)	0
Total cambios en provisiones	347.871	(13.283)	(126.985)	(543.126)
Total	2.386.172	2.038.301	11.022.524	11.149.509
Cuadraje Hoja 91.-	ok	ok	ok	ok

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	2.386.172	2.038.301	11.022.524	11.149.509
Total	2.386.172	2.038.301	11.022.524	11.149.509

20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Beneficios post-jubilatorios	
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	236.158	256.862	50.087	(397.809)
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	118.576	34.876	565.243	198.774
Total	354.734	291.738	615.330	(199.035)

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.	1,75%
Aumento futuros de salarios.	2,00%
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 2016, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de diciembre de 2016, 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	1.449.902	(1.301.873)

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos diferidos. (*)	1.794.485	2.969.854	0	0
Aportes reembolsables.	640.248	623.639	0	0
Garantías recibidas en efectivo.	847.753	734.166	0	0
Otros.	0	0	446.071	0
Total	3.282.486	4.327.659	446.071	0

21.1.- Ingresos diferidos.

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

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	1.794.485	2.969.854
Total	1.794.485	2.969.854

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

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	2.969.854	4.154.144
Adiciones.	21.122.337	10.091.151
Imputación a resultados.	(22.297.706)	(11.275.441)
Total	1.794.485	2.969.854

21.2.- Contratos de construcción.

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

21.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	21.422.647	9.691.267
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(10.336.244)	(5.439.155)
Total	11.086.403	4.252.112



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

Detalle	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	15.209.241	2.969.854
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	1.794.485	2.969.854
Facturaciones por avances de obras	15.209.241	5.342.724

21.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	446.071	7.299	PER - FNDR

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, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos.

22.2.- Capital suscrito y pagado.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$314.733.393.

22.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2016 el capital de la Sociedad, está representado por 177.952.073 acciones sin valor nominal, de un voto por acción.



22.4.- Dividendos.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se han pagado los siguientes dividendos:

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 06 de abril de 2015, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 41 de \$ 30,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, el que se pagó con fecha 29 de abril de 2015, por un total e M\$5.338.562.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 144 de fecha 26 de octubre de 2015, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 42 de \$ 100,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, el que se pagó con fecha 26 de noviembre de 2015, por un total de M\$17.795.207.

El Directorio de esta Sociedad acordado, en sesión realizada el día 16 de marzo de 2016, proponer a la junta Ordinaria de Accionistas fijada para el día 14 de abril del presente año, el reparto del dividendo definitivo N° 43 de \$4.- por acción, el que se pagó el día 27 de abril de 2016, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015 por un total de M\$711.809.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 156 de fecha 24 de Octubre de 2016, acordó repartir el dividendo provisorio N° 44 de \$ 100,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, el cual se pagó con fecha 24 de noviembre de 2016, por un total de M\$ 17.795.207.

22.5.- Reservas.

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

22.5.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación 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 2016 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$ 38.149.204 y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 148.776.255, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 6.067.484.

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

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

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 2016 asciende a M\$ 2.006.823 (M\$ 1.640.266 al 31 de diciembre de 2015), ambos netos de impuestos diferidos.

22.5.3.- 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 subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.

22.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Aplicación NIC 19 r	366.146	366.146
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	34.182.579	26.341.575
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	39.593.417	33.525.934
Oficio Circular N° 856 - SVS (*)	(7.489.177)	(7.489.177)
Dividendos provisorios	(17.795.207)	(17.795.207)
Resultado del período o ejercicio	35.213.565	26.348.019
Total	84.071.323	61.297.290

(*) 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 realizara con cargo o abono a patrimonio según correspondiera.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2016.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2016	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			35.213.565			35.213.565
Reservas por revaluación						
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	52.259.183	(14.109.980)	38.149.203	52.259.183	(14.109.980)	38.149.203
Total movimientos del período o ejercicio	52.259.183	(14.109.980)	38.149.203	52.259.183	(14.109.980)	38.149.203
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos						
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(502.134)	135.578	(366.556)	(502.134)	135.578	(366.556)
Total movimientos del período o ejercicio	(502.134)	135.578	(366.556)	(502.134)	135.578	(366.556)
Total resultado integral			72.996.212			72.996.212

Movimientos al 31 de diciembre de 2015.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2015	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			26.348.019			26.348.019
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios						
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	310.665	(83.879)	226.786	310.665	(83.879)	226.786
Total movimientos del período o ejercicio	310.665	(83.879)	226.786	310.665	(83.879)	226.786
Total resultado integral			26.574.805			26.574.805

23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

23.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Ventas	930.728.392	892.151.995
Venta de energía.	929.604.825	891.064.750
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	1.123.567	1.087.245
Prestaciones de servicios	57.943.024	39.732.284
Recargos regulados, peajes y transmisión.	25.432.312	18.992.284
Arriendo de equipos de medida.	1.772.728	1.674.714
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	1.365.017	1.790.096
Apoyos en postación.	768.354	738.412
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	28.534.576	16.425.986
Otras prestaciones	70.037	110.792
Total	988.671.416	931.884.279

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 de 2016 y 2015.

23.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	266	8.580
Otros ingresos de operación.	146.445	253.709
Total	146.711	262.289

24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 que se adjunta, se descomponen como se indica en puntos 24.1, 24.2, 24.3 y 24.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Costo de venta.	866.748.166	826.780.568
Costo de administración.	66.897.324	52.405.039
Total	933.645.490	879.185.607

24.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Compra de energía.	794.990.165	761.884.564
Gastos de personal.	24.891.543	21.603.948
Gastos de operación y mantenimiento.	19.707.454	23.964.198
Gastos de administración.	53.121.800	37.369.808
Costos de mercadotecnia.	884.414	707.255
Depreciación.	18.504.485	17.867.203
Amortización.	6.480	4.946
Otros gastos varios de operación.	21.539.149	15.783.685
Total	933.645.490	879.185.607

24.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	22.344.751	20.721.236
Beneficios a corto plazo a los empleados.	2.248.461	918.243
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	50.087	913.399
Beneficios por terminación.	248.244	(948.930)
Total	24.891.543	21.603.948

24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	18.200.368	17.526.648
Gasto de administración.	304.117	340.555
Otras ganancias (pérdidas).	3.105.461	3.424.896
Total depreciación	21.609.946	21.292.099
Amortización		
Costo de ventas.	3.702	3.788
Gasto de administración.	2.778	1.158
Total amortización	6.480	4.946
Total	21.616.426	21.297.045

24.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(3.105.461)	(3.424.896)
Venta de chatarra.	415.069	671.874
Venta de propiedades, planta y equipo.	51.773	69.618
Juicios o arbitrajes.	(2.646.909)	(1.210.283)
Remuneraciones del directorio.	0	(4.424)
Otras (pérdidas) ganancias.	8.273.557	705.185
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	(14.802)	0
Total	2.973.227	(3.192.926)

25.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	1.060.457	2.802.041
Otros ingresos financieros.	1.700.167	173.216
Total ingresos financieros	2.760.624	2.975.257
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(8.462.028)	(5.613.538)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(4.049.209)	(6.640.087)
Otros gastos.	(845.602)	(1.885.779)
Total costos financieros	(13.356.839)	(14.139.404)
Total diferencias de cambio (*)	47.377	18.705
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(2.594.067)	(5.491.521)
Total	(13.142.905)	(16.636.963)

25.1.- Composición diferencias de cambio.

(*) Diferencias de cambio	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Diferencias de cambio por pasivos		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	47.377	18.705
Total diferencias de cambio por pasivos	47.377	18.705
Total diferencia de cambios neta	47.377	18.705

25.2.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2016	01-01-2015
	31-12-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos no financieros.	319.228	229.736
Activos por impuestos.	0	395
Total unidades de reajuste por activos	319.228	230.131
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(2.875.560)	(5.677.440)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(37.735)	(44.212)
Total unidades de reajuste por pasivos	(2.913.295)	(5.721.652)
Total unidades de reajuste neto	(2.594.067)	(5.491.521)

26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 24%, 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 2015, esta se encuentra calculada con una tasa del 22,5%.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2017 dicho impuesto se fijó en 25,5%. 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 27% a contar del año 2018.

Las sociedades anónimas deberán tributar en base al sistema de tributación parcialmente integrado, por lo que la tasa impositiva a la renta a utilizar el año 2017 será 25,5% y a contar del año 2018 la tasa será 27%.

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 9.789.394 y M\$ 6.783.053, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(11.784.731)	(2.949.761)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(47.079)	5.455
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(11.831.810)	(2.944.306)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	2.042.416	(3.838.747)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	2.042.416	(3.838.747)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(9.789.394)	(6.783.053)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(11.831.810)	(2.944.306)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(11.831.810)	(2.944.306)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	2.042.416	(3.838.747)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	2.042.416	(3.838.747)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(9.789.394)	(6.783.053)

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 2016 y 2015.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	45.002.959		33.131.072	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(10.800.710)	24,0%	(7.454.491)	22,5%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	1.668.291	-3,7%	1.236.891	-3,7%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(656.975)	1,5%	(565.453)	1,7%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	1.011.316	-2,3%	671.438	-2,0%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(9.789.394)	21,8%	(6.783.053)	20,5%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2016 31-12-2016			01-01-2015 31-12-2015		
	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.	52.259.183	(14.109.980)	38.149.203	0	0	0
Nuevas mediciones de planes de beneficios definidos.	0	0	0	310.665	(83.879)	226.786
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(502.134)	135.578	(366.556)	0	0	0
Total		(13.974.402)			(83.879)	

27.- GANANCIAS POR ACCION.

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	35.213.565	26.348.019
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	197,88	148,06
Cantidad de acciones	177.952.073	177.952.073

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.



28.- INFORMACION POR SEGMENTO.

28.1.- Criterios de segmentación.

La administración de CGE Distribución S.A. ha considerado como un solo segmento de negocio la distribución de energía eléctrica.

El principal negocio de la Sociedad es la distribución de electricidad, a través de las líneas de distribución, subestaciones eléctricas y otras instalaciones. En consecuencia, para efectos de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo la distribución de energía eléctrica.

La distribución de energía eléctrica representa el 100 % de los ingresos de la Sociedad.

La información que se entrega al comité ejecutivo estratégico a nivel de estados de resultados por función y flujo de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico		Consolidado	
	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	988.671.416	931.884.279	988.671.416	931.884.279
Costo de ventas	(866.748.166)	(826.780.568)	(866.748.166)	(826.780.568)
Ganancia bruta	121.923.250	105.103.711	121.923.250	105.103.711
Otros ingresos, por función.	146.711	262.289	146.711	262.289
Gasto de administración.	(66.897.324)	(52.405.039)	(66.897.324)	(52.405.039)
Otras ganancias (pérdidas).	2.973.227	(3.192.926)	2.973.227	(3.192.926)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	58.145.864	49.768.035	58.145.864	49.768.035
Ingresos financieros.	2.760.624	2.975.257	2.760.624	2.975.257
Costos financieros.	(13.356.839)	(14.139.404)	(13.356.839)	(14.139.404)
Diferencias de cambio.	47.377	18.705	47.377	18.705
Resultados por unidades de reajuste.	(2.594.067)	(5.491.521)	(2.594.067)	(5.491.521)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	45.002.959	33.131.072	45.002.959	33.131.072
Gasto por impuestos a las ganancias.	(9.789.394)	(6.783.053)	(9.789.394)	(6.783.053)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	35.213.565	26.348.019	35.213.565	26.348.019
Ganancia (pérdida)	35.213.565	26.348.019	35.213.565	26.348.019
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	35.213.565	26.348.019	35.213.565	26.348.019
Ganancia (pérdida)	35.213.565	26.348.019	35.213.565	26.348.019
Depreciación	18.504.485	17.867.203	18.504.485	17.867.203
Amortización	6.480	4.946	6.480	4.946
EBITDA	73.683.602	70.833.110	73.683.602	70.833.110

28.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile		Consolidado	
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	988.671.416	931.884.279	988.671.416

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico	
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	154.588.110	125.289.291
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(69.466.296)	(46.288.624)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(88.640.545)	(77.428.156)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(3.518.731)	1.572.511
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(3.518.731)	1.572.511
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	7.791.741	6.219.230
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	4.273.010	7.791.741

29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

29.1.- Juicios y otras acciones legales.

CGE Distribución como demandada:

29.1.1.- Nombre del Juicio: "Fisco con CGE Distribución S.A."

Fecha: 12 de noviembre de 2013.
 Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol: 10.037-2013.
 Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
 Cuantía: M\$ 306.320.
 Estado: Con fecha 4 de septiembre de 2015, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 4 de marzo. CGE Distribución presentó un recurso de casación ante la Corte Suprema, que fue rechazado con fecha 24 de mayo de 2016. Con fecha 27 de julio de 2016, se solicitó el cumplimiento incidental de la sentencia, el que se encuentra pendiente de tramitación.



- 29.1.2.- Nombre del Juicio: “Robles con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 19 de marzo de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 784-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 2.009.550.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 29.1.3.- Nombre del Juicio: “Cespedes y otra con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 13 de agosto de 2015.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 1863-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 48.335.
Estado: Etapa de prueba (comparte deducible con punto 29.1.2.-).
- 29.1.4.- Nombre del Juicio: “Plaza con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 14 de mayo de 2015.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 1.407-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 2.836.487.
Estado: Etapa de prueba (comparte deducible con punto 29.1.2.-).
- 29.1.5.- Nombre del Juicio: “Forestal Los Molinos con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 13 de agosto de 2015.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 1.688-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 448.914.
Estado: Etapa de discusión finalizada (comparte deducible con punto 29.1.2.-).
- 29.1.6.- Nombre del Juicio: “Pérez con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 13 de agosto de 2015.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 1.684-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 698.628.
Estado: Período de discusión finalizada (comparte deducible con punto 29.1.2.-).



- 29.1.7.- Nombre del Juicio: "Rojas con CGE Distribución S.A."
Fecha: 13 de agosto de 2015.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 1.251-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en inmueble de la demandante.
Cuantía: M\$ 80.100.
Estado: Período de discusión finalizada (comparte deducible con punto 29.1.2.-).
- 29.1.8.- Nombre del Juicio: "Oficina de Propiedades Ossandón con CGE Distribución S.A."
Fecha: 09 de septiembre de 2015.
Tribunal: 27° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 7.482-2015.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en inmueble de la demandante.
Cuantía: M\$ 1.929.826.
Estado: Etapa de Discusión finalizada (comparte deducible con punto 29.1.2.-).
- 29.1.9.- Nombre del Juicio: "Aserraderos Foresco Limitada con CGE Distribución S.A."
Fecha: 13 de octubre de 2015.
Tribunal: 4° Juzgado de Letras de Talca.
Rol: 2.230-2015.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 64.281.
Estado: Etapa de Discusión finalizada (comparte deducible con punto 29.1.2.-).
- 29.1.10.- Nombre del Juicio: "Bustos con CGE Distribución S.A."
Fecha: 26 de noviembre de 2015.
Tribunal: Juzgado Civil de Cauquenes.
Rol: 733-2015.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en inmueble de la demandante.
Cuantía: M\$ 600.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 29.1.11.- Nombre del Juicio: "Luis Suarez con CGE Distribución S.A."
Fecha: 15 de enero de 2016.
Tribunal: 5° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 18.184-2015.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en propiedad del demandante.
Cuantía: M\$ 443.800.
Estado: Etapa de discusión finalizada.



CGE Distribución como demandante:

29.1.12.- Nombre del Juicio: “CGE Distribución S.A. con Soprole.”

Fecha: 6 de mayo de 2015.
Tribunal: 24° juzgado de Civil de Santiago.
Rol: 28.865-2014.
Materia: Demanda de Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 860.539.
Estado: Con fecha 5 de julio, se citó a las partes a oír sentencia.

29.1.13.- Nombre del Juicio: “CGE Distribución S.A. con Servicios San Cristóbal.”

Fecha: 20 de mayo de 2015.
Tribunal: 2° juzgado de Civil de Curicó.
Rol: 1.675-2015.
Materia: Demanda de Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 254.809.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

CGE Distribución como continuadora legal de Emelectric:

29.1.14.- Nombre del Juicio: “Agrícola Esmeralda con Emelectric.”

Fecha: 6 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol: 2.353-2011.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 5.034.580.
Estado: Con fecha 17 de septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda por M\$ 1.322.486. Con fecha 22 de octubre de 2014, Emelectric presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de San Miguel, el que fue rechazado con fecha 25 de mayo de 2016. Con fecha 10 de junio de 2016, las partes presentaron sus respectivos recursos de casación en el fondo ante la Corte Suprema, los que se encuentran pendientes de resolución.

29.1.15.- Nombre del Juicio: “Yáñez y otros con CGE Distribución S.A.”

Fecha: 1 de junio de 2015.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 345-2015.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 1.895.000.
Estado: Etapa de discusión.

29.2.- Sanciones administrativas.

CGE Distribución S.A.:

- 29.2.1.- Con fecha 16 de septiembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 10.181-2015, aplicó multa a CGED por superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de julio de 2015. El monto de la multa asciende a 40.000 UTM. Con fecha 24 de septiembre de 2015 se interpuso un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 2 de noviembre de 2016. Con fecha 25 de noviembre de 2016 se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendientes de resolución.
- 29.2.2.- Mediante Resolución Exenta N° 11.629 de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada la sociedad con fecha 30 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 32.056 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130 del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221, 246 y 323 de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Con fecha 7 de enero de 2016, se presentó recurso de reposición, el que fue rechazado mediante resolución exente N°15.461 de fecha 30 de septiembre de 2016. Con fecha 24 de octubre de 2016, se presentó reclamación de ilegalidad en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 29.2.3.- Mediante Resolución Exenta N° 12.509 de fecha 1 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 3° A de la Ley N° 18.410, al no cumplir con las instrucciones impartidas por la SEC mediante Oficio N° 349 de fecha 27 de julio de 2015. Con fecha 11 de marzo de 2016, se presentó recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 29.2.4.- Mediante Resolución Exenta N° 11.749 de fecha 29 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 18.507 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130 del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221, 246 y 323 de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2013 a noviembre de 2014 . Con fecha 14 de enero de 2016, se presentó recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 29.2.5.- Mediante Resolución Exenta N° 12.783 de fecha 22 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 8.055 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015. Con fecha 6 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 23 de agosto de 2016. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 29.2.6.- Mediante Resolución Exenta N° 12.782 de fecha 22 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 20.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015. Con fecha 12 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 23 de agosto de 2016. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 29.2.7.- Resolución Exenta N° 15.946 de fecha 04 de noviembre de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM por incumplimiento en la prohibición de suspender el suministro eléctrico por deuda a los centros de atención primaria de la salud de la municipalidad de Buin. Con fecha 22 de noviembre de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 6 de diciembre de 2016. Con fecha 27 de diciembre de 2016, se presentó recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE Distribución como continuador de Emelectric:

- 29.2.8.- Mediante Resolución Exenta N° 11.630 de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada la sociedad con fecha 30 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.628 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130 del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221, 246 y 323 de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Con fecha 7 de enero de 2016 se presentó recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 30 de septiembre mediante resolución exente N°15.46. Con fecha 24 de octubre de 2016, se presentó reclamación de ilegalidad en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.



CGE Distribución como continuador de Emetal:

29.2.9.- Mediante Resolución Exenta N° 11.633 de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada la sociedad con fecha 31 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 453 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130 del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221, 246 y 323 de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Con fecha 7 de enero de 2016 se presentó recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 21 de octubre de 2016. Con fecha 25 de noviembre de 2016, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

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

La Sociedad no tiene conocimiento de otro tipo de sanciones aplicadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles al 31 de diciembre de 2016.

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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

29.4.2.- De otras autoridades administrativas.

La Sociedad, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

29.5.- Restricciones.

CGED ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos, los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros:

Ebitda: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ganancia bruta + Otros ingresos por función – Costos de distribución – Gastos de administración – Otros gastos por función + depreciación del ejercicio + Amortización de intangibles. Ver nota 28.2 con cálculo de Ebitda.

Costos financieros netos: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ingresos financieros – Costos financieros.

Total deuda financiera: se calcula a partir del estado de situación financiera clasificado (patrimonio y pasivos) considerando; Otros pasivos financieros corrientes + Otros pasivos financieros no corrientes.

Las principales restricciones son:

Indice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< 0 = 1,25 veces	0,52 Veces	Trimestral	Crédito/Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> 0 = 1,2 veces	3,8 Veces	Trimestral	Crédito/Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> 0 = UF 6.700.000	UF 20.013.183	Trimestral	Crédito/Bonos
Activos esenciales	Activos en sector electricidad, incluido efectivo y equivalentes al efectivo, sobre Total de Activos	> 0 = 70% Activos Totales	99,98%	Trimestral	Bonos

Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2016 la Sociedad se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

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

30.1.- Garantías comprometidas con terceros.

Existen garantías directas entregadas por montos menores para el cumplimiento en la construcción de obras solicitadas por terceros al 31 de diciembre de 2016 y de 2015.

31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2016				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	0	5	5	6
CHILLAN	0	5	14	19	20
CONCEPCION	1	32	56	89	95
COQUIMBO	1	1	0	2	2
CORONEL	0	7	10	17	18
CURICO	0	11	17	28	28
LINARES	0	3	8	11	13
LOS ANGELES	0	6	9	15	15
RANCAGUA	1	31	85	117	123
SAN BERNARDO	1	47	145	193	198
SAN FERNANDO	0	8	10	18	19
SANTIAGO	15	119	47	181	177
TALCA	1	42	102	145	144
TALCAHUANO	0	4	7	11	12
TEMUCO	0	20	40	60	63
TOME	0	3	5	8	8
VILLARRICA-PUCON	0	6	8	14	14
Total	20	345	568	933	955

Subsidiaria / área	31-12-2015				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	0	7	7	7
CHILLAN	0	4	16	20	19
CONCEPCION	0	33	63	96	92
CORONEL	0	7	11	18	17
CURICO	0	12	17	29	28
LINARES	0	4	10	14	13
LOS ANGELES	0	5	9	14	14
RANCAGUA	0	37	91	128	120
SAN BERNARDO	0	149	54	203	186
SAN FERNANDO	0	7	12	19	19
SANTIAGO	3	126	47	176	163
TALCA	0	46	103	149	143
TALCAHUANO	0	5	8	13	12
TEMUCO	0	46	20	66	65
TOME	0	3	5	8	8
VILLARRICA-PUCON	0	6	8	14	13
Total	3	490	481	974	919



32.- MEDIO AMBIENTE.

CGE Distribución S.A., 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.

31 de diciembre de 2016 y 2015 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 2016, fecha de cierre de los estados financieros y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Edmundo Laborde Correa
Gerente de Contabilidad

Eduardo Apablaza Dau
Gerente General