



para el desarrollo de Chile
GRUPO CGE



COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**
(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los períodos terminados al
31 de marzo de 2015 y 2014

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
INDICE

	Página
I.- ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.	
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
- Activos	6
- Patrimonio y Pasivos	7
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	8
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	9
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	10
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	12
II.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.	13
1.- INFORMACION GENERAL.	13
2.- DESCRIPCION DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.	13
2.1.- Aspectos regulatorios.	13
2.2.- Mercado de distribución de electricidad.	14
3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	18
3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	18
3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la sociedad.	19
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el período 2014, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	19
3.4.- Bases de consolidación.	22
3.5.- Entidades subsidiarias.	23
3.6.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	23
3.7.- Información financiera por segmentos operativos.	24
3.8.- Propiedades, planta y equipo.	24
3.9.- Activos intangibles.	25
3.10.- Costos por intereses.	27
3.11.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	27
3.12.- Activos financieros.	27
3.13.- Inventarios.	28
3.14.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	28
3.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	29
3.16.- Capital social.	29
3.17.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	29
3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.	29
3.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	30
3.20.- Beneficios a los empleados.	30
3.21.- Provisiones.	31
3.22.- Subvenciones estatales.	32
3.23.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	32
3.24.- Reconocimiento de ingresos.	32
3.25.- Arrendamientos.	33
3.26.- Contratos de construcción.	34
3.27.- Distribución de dividendos.	34

	Página
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	34
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	34
4.2.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	35
4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	35
4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precio de Subtransmisión.	35
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	36
5.1.- Riesgo financiero.	36
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL AFECTIVO.	40
7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	40
7.1.- Composición del rubro.	40
7.2.- Estratificación de la cartera.	44
7.3.- Resumen de estratificación de la cartera.	45
7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	46
7.5.- Provisión y castigos.	46
7.6.- Número y monto de operaciones.	47
8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	47
8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	48
8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.	52
9.- INVENTARIOS.	53
9.1.- Información adicional de inventarios.	53
10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	54
11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	54
12.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	55
12.1.- Inversión en subsidiaria.	55
12.2.- Información resumida de la subsidiaria.	56
13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	57
13.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	57
13.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	59
14.- PLUSVALIA.	60
15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	60
15.1.- Vidas útiles.	60
15.2.- Detalle de los rubros.	61
15.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	63
15.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	64
15.5.- Costo por intereses.	64
15.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	64
16.- DETERIORO DE ACTIVOS.	66
16.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipo, plusvalía comprada y otros activos	66

	Página
intangibles de vida útil indefinida.	
16.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	67
17.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	68
17.1.- Activos por impuestos diferidos.	68
17.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	68
17.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	69
17.4.- Compensación de partidas.	69
18.- PASIVOS FINANCIEROS.	70
18.1.- Clases de otros pasivos financieros.	70
18.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	71
18.3.- Obligaciones con el público (bonos).	72
19.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	73
19.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	73
19.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	73
20.- OTRAS PROVISIONES.	74
20.1.- Provisiones – saldos.	74
20.2.- Movimiento de las provisiones.	74
21.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	75
21.1.- Detalle del rubro.	75
21.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	75
21.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	76
21.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	76
21.5.- Hipótesis actuariales.	76
22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	77
22.1.- Ingresos diferidos.	77
22.2.- Contratos de construcción.	77
23.- PATRIMONIO NETO.	78
23.1.- Capital suscrito y pagado.	78
23.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	78
23.3.- Política de dividendos.	78
23.4.- Dividendos.	79
23.5.- Reservas.	79
23.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	80
23.7.- Participaciones no controladoras.	81
23.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	82
23.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	82
24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	83
24.1.- Ingresos ordinarios.	83
24.2.- Otros ingresos, por función.	83
25.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	83
25.1.- Gastos por naturaleza.	84
25.2.- Gastos de personal.	84

	Página
25.3.- Depreciación y amortización.	84
25.4.- Otras ganancias (pérdidas).	85
26.- RESULTADO FINANCIERO.	85
26.1.- Composición unidades de reajuste.	86
27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	86
27.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	86
27.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	87
27.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	87
27.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	87
27.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.	88
28.- GANANCIAS POR ACCION.	88
29.- INFORMACION POR SEGMENTO.	88
29.1.- Criterios de segmentación.	88
29.2.- Cuadros de resultados por segmentos.	89
29.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	90
29.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	90
30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	90
30.1.- Juicios y otras acciones legales.	90
30.2.- Sanciones administrativas.	95
30.3.- Restricciones.	95
31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	96
32.- MEDIO AMBIENTE.	97
33.- HECHOS POSTERIORES.	97

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
 Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditados).
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	2.191.354	3.196.529
Otros activos no financieros.	11	157.749	146.609
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	35.917.950	73.382.980
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	43.869.474	29.750.361
Inventarios.	9	1.633.339	1.638.246
Activos por impuestos.	10	1.432.631	1.855.842
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		85.202.497	109.970.567
Total activos corrientes		85.202.497	109.970.567
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos no financieros.	11	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	7	1.292.073	737.174
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	13	23.017.880	23.017.723
Plusvalía.	14	99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo.	15	153.223.428	153.984.310
Activos por impuestos diferidos.	17	5.716.398	5.852.032
Total activos no corrientes		282.318.793	282.660.253
TOTAL ACTIVOS		367.521.290	392.630.820

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
 Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditados).
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	18	5.177.244	4.758.050
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	19	36.560.262	62.890.564
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	8.355.230	6.983.951
Otras provisiones.	20	876.995	866.022
Otros pasivos no financieros.	22	3.413.075	3.073.011
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		54.382.806	78.571.598
Total pasivos corrientes		54.382.806	78.571.598
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	18	77.365.164	77.422.398
Cuentas por pagar.	19	206.698	206.707
Otras provisiones.	20	737.896	490.948
Pasivo por impuestos diferidos.	17	7.367.244	8.293.816
Provisiones por beneficios a los empleados.	21	5.210.328	5.592.539
Total pasivos no corrientes		90.887.330	92.006.408
TOTAL PASIVOS		145.270.136	170.578.006
PATRIMONIO			
Capital emitido.	23	164.979.472	164.979.472
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	23	19.003.418	18.033.987
Otras reservas.	23	37.545.085	38.110.756
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		221.527.975	221.124.215
Participaciones no controladoras.	23	723.179	928.599
Total patrimonio		222.251.154	222.052.814
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		367.521.290	392.630.820

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditados).
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2015	01-01-2014
	al	31-03-2015	31-03-2014
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	24	61.866.817	56.468.710
Costo de ventas	25	(53.591.842)	(47.435.441)
Ganancia bruta		8.274.975	9.033.269
Otros ingresos, por función.	24	98.945	122.483
Gasto de administración.	25	(6.393.070)	(5.597.991)
Otros gastos, por función.	25	(37.622)	(32.720)
Otras ganancias (pérdidas).	25	(1.386.548)	(169.076)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		556.680	3.355.965
Ingresos financieros.	26	527.774	425.533
Costos financieros.	26	(1.166.424)	(2.699.027)
Resultados por unidades de reajuste.	26	107.801	(1.054.932)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		25.831	27.539
Gasto por impuestos a las ganancias.	27	173.646	252.832
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		199.477	280.371
Ganancia (pérdida)		199.477	280.371
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		226.207	266.992
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	23.7	(26.730)	13.379
Ganancia (pérdida)		199.477	280.371
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	28	1,18	1,40
Ganancia (pérdida) por acción básica.	30	1,18	1,40
Cantidad de acciones		191.283.879	191.283.879

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
 Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditados).
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del al Nota	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 M\$
Ganancia (pérdida)		199.477	280.371
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	23.9	225.716	(9.568)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		225.716	(9.568)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		225.716	(9.568)
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 planes de beneficios definidos de otro resultado integral	23.9	(48.000)	1.587
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(48.000)	1.587
Otro resultado integral		177.716	(7.981)
Total resultado integral		377.193	272.390
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		403.760	258.823
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		(26.567)	13.567
Total resultado integral		377.193	272.390

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
 Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditados).
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Superávit de revaluación	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2015	164.979.472	43.425.791	(283.531)	(5.031.504)	38.110.756	18.033.987	221.124.215	928.599	222.052.814
Patrimonio reexpresado	164.979.472	43.425.791	(283.531)	(5.031.504)	38.110.756	18.033.987	221.124.215	928.599	222.052.814
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						226.207	226.207	(26.730)	199.477
Otro resultado integral		0	177.553	0	177.553		177.553	163	177.716
Total resultado integral	0	0	177.553	0	177.553	226.207	403.760	(26.567)	377.193
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	(743.224)	0	0	(743.224)	743.224	0	(178.853)	(178.853)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(743.224)	177.553	0	(565.671)	969.431	403.760	(205.420)	198.340
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de marzo de 2015	164.979.472	42.682.567	(105.978)	(5.031.504)	37.545.085	19.003.418	221.527.975	723.179	222.251.154

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
 Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditados).
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	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 atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2014	164.979.472	33.048.519	341.745	(5.044.027)	28.346.237	4.265.246	197.590.955	936.562	198.527.517
Patrimonio reexpresado	164.979.472	33.048.519	341.745	(5.044.027)	28.346.237	4.265.246	197.590.955	936.562	198.527.517
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						266.992	266.992	13.379	280.371
Otro resultado integral		0	(8.169)	0	(8.169)		(8.169)	188	(7.981)
Total resultado integral	0	0	(8.169)	0	(8.169)	266.992	258.823	13.567	272.390
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	(363.528)	0	0	(363.528)	363.527	(1)	(341)	(342)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(363.528)	(8.169)	0	(371.697)	630.519	258.822	13.226	272.048
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de marzo de 2014	164.979.472	32.684.991	333.576	(5.044.027)	27.974.540	4.895.765	197.849.777	949.788	198.799.565

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADO INTERMEDIO.
Correspondientes al 31 de marzo de 2015 y 2014.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del al Nota	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 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.		59.165.859	74.742.225
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(35.510.142)	(64.678.226)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(2.957.534)	(3.524.314)
Otros pagos por actividades de operación.		(587.234)	(329.572)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses pagados.		(276.108)	(306.428)
Intereses recibidos.		4.663	338.821
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(142.331)	(214.242)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(3.903.400)	(1.489.006)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		15.793.773	4.539.258
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		0	(2.155)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		3.765	0
Compras de propiedades, planta y equipo.		(1.788.270)	(1.020.627)
Compras de activos intangibles.		(175)	(295)
Cobros a entidades relacionadas.		3.727	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.780.953)	(1.023.077)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		22.779.676	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		5.592.492	0
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		17.187.184	0
Préstamos de entidades relacionadas.		40.206.844	53.164.836
Pagos de préstamos.		(22.779.676)	0
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(55.477.871)	(56.884.151)
Dividendos pagados.		(137.540)	(1.217)
Intereses recibidos.		390.572	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(15.017.995)	(3.720.532)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(1.005.175)	(204.351)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(1.005.175)	(204.351)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	3.196.529	2.386.667
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		2.191.354	2.182.316

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditados).
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

1.- INFORMACION GENERAL.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (en adelante la “Sociedad”) es una sociedad anónima cerrada, que tiene su domicilio social en Limache 3637, en la ciudad de Viña del Mar, 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° 0471 e inscrita en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile por sus títulos de deuda.

El controlador de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S. A. es Compañía General de Electricidad S. A. (en adelante el “Grupo CGE”).

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S. A. tiene como objetivo social principal la distribución de energía eléctrica en la IV región y el norte de la V región.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período terminado al 31 de marzo de 2015 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N°836 de fecha 27 de abril de 2015, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

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

La Sociedad y sus subsidiarias participan en el negocio de la distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados en las Regiones de Atacama, Coquimbo y Valparaíso.

Las principales características del mercado y los eventuales factores de riesgos donde opera la Sociedad y sus subsidiarias son los siguientes:

2.1. Aspectos regulatorios.

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

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, permitió, en términos generales, un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución. Sin perjuicio de esto y no obstante el resultado positivo del último proceso de licitación de suministro adjudicado en diciembre de 2014, aún existen dificultades que afectan el desarrollo de proyectos de generación y transmisión, influyendo negativamente en la oferta de energía y en sus precios.

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

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

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

2.2.- Mercado de distribución de electricidad.

La sociedad distribuye energía eléctrica abasteciendo a 491.653 clientes en la Región de Atacama, Coquimbo y Valparaíso cuyas ventas físicas alcanzaron a 636 GW en el período terminado al 31 de marzo de 2015.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. cuenta con contratos de suministro de energía y potencia con las empresas generadoras Colbún S.A., Empresa Eléctrica Guacolda S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.

En efecto, con la empresa Colbún S.A. mantiene un contrato que abarca la zona de Viña del Mar, vigente hasta el 30 de abril 2015, con la Empresa Eléctrica Guacolda S.A. un contrato con vigencia hasta el 31 de octubre de 2015 que abastece los consumos de clientes regulados ubicados en la Región de Coquimbo y resto de la Región de Valparaíso y en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2014, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos, mantiene contratos con los generadores Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. Adicionalmente, en el mes de diciembre de 2014 fue adjudicado el proceso denominado "Licitación Suministro SIC 2013/03-2° Llamado", en el cual se licitaron suministros comprendidos entre los años 2016 y 2033. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan SpA., Pelumpén S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile SpA., E-CL S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A y el consorcio conformado por Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar S.A. y Abengoa Solar Chile SpA.

Para el caso de los clientes libres, estos son abastecidos a través de los contratos que Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. mantiene con las empresas generadoras Empresa Nacional de Electricidad S.A., Gas Sur S.A. y Duke Energy Chile.

Asimismo, la subsidiaria Empresa Eléctrica Atacama S.A. (EMELAT) cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2014, en

cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos EMELAT contrató con los generadores Empresa Nacional de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. y AES Gener S.A. Para el caso de los clientes libres de EMELAT, estos son abastecidos a través del contrato que ésta mantiene con Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en EMELAT, ésta inició el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por la concesionaria CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos.

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

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

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

Demanda:

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

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% ± 4% al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

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

El valor agregado de distribución considera:

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

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía.

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

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

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

Precios de compra traspasados a público:

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

Al respecto, el 29 de enero de 2015, fue publicada la Ley N° 20.085, mediante la cual se introducen modificaciones a la Ley Eléctrica perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro. 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.

Aún se encuentran pendientes de publicación los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios con vigencias desde el 1 de septiembre, 1 de octubre y 1 de noviembre de 2014 y 1 de enero y 1 de febrero de 2015.

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

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

Precios de servicios asociados al suministro:

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

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

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, 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 consolidados 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 consolidados.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. han sido preparados de acuerdo a la Norma Internacional de Contabilidad N° 34

(NIC34) incorporada a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por International Accounting Standards Board (“IASB”).

Los estados financieros consolidados intermedios 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 justo por resultados o en patrimonio.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios 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 consolidados intermedios se describen en Nota 4.

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

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

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

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

3.3.1.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” cuya versión final fue emitida en julio de 2014. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo “más prospectivo” de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el “riesgo crediticio propio” para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.2.- NIIF 14 “Cuentas Regulatorias Diferidas”, emitida en enero de 2014, es una norma provisional que pretende mejorar la comparabilidad de información financiera de entidades que están involucradas en actividades con precios regulados. Muchos países tienen sectores industriales que están sujetos a la regulación de precios (por ejemplo gas, agua y electricidad), la cual puede tener un impacto significativo en el reconocimiento (momento y monto) de ingresos de la entidad. Una entidad que ya presenta estados financieros bajo IFRS no debe aplicar esta norma. Su aplicación es efectiva a contar del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.3.- NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto

arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.4.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los empleados”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que profundidad del mercado de los bonos corporativos de alta calidad crediticia se evalúa en base a la moneda en que está denominada la obligación, en vez del país donde se encuentra la obligación. Cuando no exista un mercado profundo para estos bonos en esa moneda, se utilizará bonos emitidos por el gobierno en la misma moneda y plazos. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.5.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 38 “Activos Intangibles”. Emitida en mayo de 2014. En sus enmiendas a NIC 16 y NIC 38 el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo, generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.6.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 41 “Agricultura”. Emitida en junio de 2014. Estas enmiendas establecen que el tratamiento contable de las plantas productoras de frutos debe ser igual a propiedades, planta y equipo, debido a que sus operaciones son similares a las operaciones de manufactura. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.7.- Enmienda a NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Emitida en mayo de 2014. Esta enmienda se aplica a la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio. La enmienda clarifica que los adquirentes de estas partes deben aplicar todos los principios de la contabilidad para combinaciones de negocios de NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y otras normas que no estén en conflicto con las guías de NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.8.- Enmienda a NIC 27 “Estados Financieros Separados”. Emitida en agosto de 2014. Esta enmienda restablece la opción de utilizar el método de la participación para la contabilidad de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en los estados financieros separados. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.9.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida

completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.10.- 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. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.11.- Modificación a NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que los acuerdos de servicio pueden constituir implicación continuada en un activo transferido para los propósitos de las revelaciones de transferencias de activos financieros. Generalmente esto será el caso cuando el administrador tiene un interés en el futuro rendimiento de los activos financieros transferidos como consecuencia de dicho contrato. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.12.- 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. La modificación será de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.13.- Modificación a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones introducen clarificaciones menores acerca de los requerimientos para la contabilización de entidades de inversión. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.14.- 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. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

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

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que la Sociedad tiene poder para dirigir las políticas financieras y de explotación, el que generalmente viene acompañado de una participación superior a la mitad de los derechos de voto. A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. El precio pagado determinado incluye el valor justo de activos o pasivos resultantes de cualquier acuerdo contingente de precio. Los costos relacionados con la adquisición son cargados a resultados tan pronto son incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladas, el cual incluiría cualquier activo o pasivo contingente a su valor justo. Según cada adquisición, la Sociedad reconoce el interés no controlante a su valor justo o al valor proporcional del interés no controlante sobre el valor justo de los activos netos adquiridos. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

La Sociedad trata las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas de la Sociedad. En el caso de adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

Cuando la Sociedad deja de tener control o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad es remedido a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como

asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en Otros resultados integrales son reclasificados a resultados.

3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

El siguiente es el detalle de las empresas subsidiarias incluidas en la consolidación.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					31-03-2015			31-12-2014
					Directo	Indirecto	Total	Total
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	Avda. L B. O'Higgins N° 886, Santiago	CL\$	98,19136%	0,00000%	98,19136%	98,19136%

3.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

Con fecha 1 de noviembre de 2014, fue fusionada Energía del Limarí S.A. por parte de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. quien a partir de esa fecha, reunió el 100% de las acciones de dicha sociedad.

3.5.3.- Entidades de consolidación indirecta.

Los estados financieros de las subsidiarias que además consolidan incluyen las siguientes sociedades:

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						31-03-2015		31-12-2014	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Avda. Circunvalación 51, Copiapó	CL\$	Emel Atacama S.A.	98,40504%	96,23582%	98,40504%	96,23582%

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

3.6.1.- 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y su subsidiaria es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de la Sociedad.

3.6.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera, cuando existen, 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 y coberturas de inversiones netas.

3.6.3.- Bases de conversión.

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

Fecha	CL \$/ US \$	CL \$ / UF
31-03-2015	626,58	24.622,78
31-12-2014	606,75	24.627,10
31-03-2014	551,18	23.606,97

Dónde:

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

3.7.- 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 para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 29.

3.8.- 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 registrada a través del estado de resultados integral.

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

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

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

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

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

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

3.9.- Activos intangibles.

3.9.1.- 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 la ex subsidiaria Empresa Eléctrica Emec S.A. cuya fusión fue aprobada con fecha 27 de enero de 2004 y por la adquisición de la actual subsidiaria Energía del Limarí S.A. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

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 la adquisición de una inversión o combinación de negocios, se abona directamente al estado consolidado de resultados.

3.9.2.- 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.

3.9.3.- 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.

3.9.4.- Programas informáticos.

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

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

3.9.5.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;

- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un ejercicio o período posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

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 no financieros.

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

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

3.12.- Activos financieros.

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

Reconocimiento y medición:

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos

financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

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

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

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

3.13.- Inventarios.

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

Los costos de construcción de obras eléctricas para terceros, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, pero dentro de los cuales no se 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 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 período comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integrales o provienen de una combinación de negocios.

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

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

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

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

3.20.- Beneficios a los empleados.

3.20.1.- Vacaciones del personal.

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

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

La Sociedad constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal propio y de su subsidiaria. 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 más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales y los costos por servicios pasados. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando rendimientos de mercado de bonos denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

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

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

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

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

3.20.4.- Premios de antigüedad.

La Sociedad tiene pactados premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 y 45 años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Los costos de servicio e intereses 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.

3.20.5.- 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 implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

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

3.22.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor justo, 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 intermedio, 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 intermedio 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.

3.24.4.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se percibe su pago.

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 propiedad, 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 período en que son declarados y aprobados por los accionistas de la Sociedad o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

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

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

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

4.1.- 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 3.11. 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 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 14).

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

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 21 se presenta información adicional al respecto.

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 transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR / VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros consolidados 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 y el 29 de octubre, el 14 y el 24 de noviembre y el 6 de diciembre de 2014 fueron publicados los Decretos 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, todos del Ministerio de Energía, mediante el cual 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 y 1 de marzo de 2014, 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 en los precios fijados en los Decretos 2T-2014 y 3T-2014 se consideró la aplicación de parte del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión en los precios de potencia, en lugar de los precios de energía.

Aún se encuentra pendiente la publicación de los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios retroactivamente a contar de los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2014 y de enero y febrero de 2015, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que ellos tendrán en las cuentas de los clientes finales.

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

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que está sometida la Sociedad y su subsidiaria son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participan la Sociedad y su subsidiaria, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter reglado, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para la actividad de distribución de electricidad. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

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

Debido a que los negocios en que participa Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y su subsidiaria, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos

operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al 31 de marzo de 2015, la deuda financiera consolidada de CONAFE alcanzó a M\$ 82.542.408, la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

Tipo de deuda	31-03-2015		31-12-2014	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	36.796.771	44,58%	5.019.739	6,11%
Deuda en unidades de fomento	45.745.637	55,42%	77.160.709	93,89%
Total deuda financiera	82.542.408	100,00%	82.180.448	100,00%

En consecuencia, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

La Sociedad y su subsidiaria mantienen el 55,42% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en M\$ 457.456 para el período concluido al 31 de marzo de 2015.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

El objetivo de la gestión de riesgo de 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.

En este sentido, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 55,42% de la deuda financiera a nivel consolidado se encuentra estructurada a tasa fija.

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\$ 91.558 de mayor gasto por intereses. Por el contrario si el 100% de la deuda estuviera estructurada a tasa variable, el efecto en resultado del escenario anterior sería M\$ 205.619 de mayor gasto.

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

El riesgo de liquidez en la Sociedad y subsidiaria, 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, un 93,73% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo principalmente mediante bonos.

Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes

a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la compañía. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez de la Sociedad y su filial.

El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo.

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

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-03-2015	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	1.434.576	16.270.418	23.180.368	0	0	40.885.362
Bonos	6.241.681	11.909.796	16.430.780	19.231.066	2.188.808	56.002.131
Total	7.676.257	28.180.215	39.611.148	19.231.066	2.188.808	96.887.493
Porcentualidad	8%	29%	41%	20%	2%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 30-12-2014	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	543.243	14.282.671	22.929.399	0	0	37.755.313
Bonos	6.284.756	12.006.998	16.587.185	19.464.898	2.220.151	56.563.988
Total	6.827.999	26.289.669	39.516.584	19.464.898	2.220.151	94.319.301
Porcentualidad	7%	28%	42%	21%	2%	100%

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

En la actividad de distribución de electricidad el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos 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 la Sociedad es de 2,2 para los últimos 12 meses del período terminado al 31 de marzo de 2015, coherente con las características propias de los negocios de distribución de electricidad.

Del mismo modo, el monto de deudas comerciales vencidas y deterioradas representa un monto del 5,06% del total de ingresos operacionales anuales.

Conceptos	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	234.356.071	228.981.502
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	51.315.177	88.181.166
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	14.105.154	14.061.012
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	2,2	3,9
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	5,06%	5,16%

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 consolidados al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014. 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, concluyéndose que no existe una diferencia significativa entre el valor libro y el valor justo de éstas:

Deuda al 31 de marzo de 2015	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	36.796.771	34.465.141	-6,34%
Bonos	45.745.637	48.488.989	6,00%
Total pasivo financiero	82.542.408	82.954.130	0,50%

Deuda al 31 de diciembre de 2014	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	36.942.324	34.058.380	-7,81%
Bonos	45.238.124	47.236.135	4,42%
Total pasivo financiero	82.180.448	81.294.515	-1,08%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	139.295	314.625
Saldos en bancos.	2.052.059	2.881.904
Total efectivo.	2.191.354	3.196.529
Total equivalente al efectivo.	0	0
Total	2.191.354	3.196.529

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

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

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	2.191.354	3.196.529
Total		2.191.354	3.196.529

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	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Deudores comerciales, neto.	26.540.773	39.817.620	1.105.407	550.508
Otras cuentas por cobrar, neto.	9.377.177	33.565.360	186.666	186.666
Total	35.917.950	73.382.980	1.292.073	737.174

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo asignación feriado legal.	84.720	3.168	0	0
Préstamos al personal.	787.476	817.212	186.666	186.666
Anticipo de remuneraciones.	135.147	209.638	0	0
Fondos por rendir.	18.191	14.114	0	0
Sub total	1.025.534	1.044.132	186.666	186.666
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	775.928			
Sub total	775.928	0	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	7.515.763	32.353.330	0	0
Anticipo Proveedores.	22.035	5.233	0	0
Otros documentos por cobrar.	24.633	131.592	0	0
Otros.	20.000	37.789	0	0
Provisión de deterioro.	(6.716)	(6.716)	0	0
Sub total	7.575.715	32.521.228	0	0
Total	9.377.177	33.565.360	186.666	186.666

(*) Ver Nota 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	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Deudores comerciales, bruto.	40.639.211	53.871.916	1.105.407	550.508
Otras cuentas por cobrar, bruto.	9.383.893	33.572.076	186.666	186.666
Total	50.023.104	87.443.992	1.292.073	737.174

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Deudores comerciales.	14.098.438	14.054.296
Otras cuentas por cobrar.	6.716	6.716
Total	14.105.154	14.061.012

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

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial.	14.061.012	11.425.238
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	44.142	2.635.774
Total	14.105.154	14.061.012

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 sus Art. N° 146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que las cuentas por cobrar provenientes de la actividad comercial del negocio eléctrico son de riesgo limitado.

La Sociedad ha definido para determinar las provisiones por deterioro que toda deuda superior a tres años de antigüedad es provisionada en un 100%. Asimismo se provisionan en un 100% aquellos clientes que sin cumplir la condición de antigüedad, evidencian un riesgo de incobrabilidad en función de su situación jurídica, como son por ejemplo los deudores en estado de quiebra. Todos los servicios clasificados como Municipales y Fiscales son excluidos de la provisión, pues éstos no presentan riesgo de incobrabilidad y las respectivas morosidades están sujetas a intereses explícitos.

Adicionalmente, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica ha adicionado un monto denominado “esperanza de no recupero de una facturación común” que se calcula de la siguiente forma:

- a) Se considera una emisión de facturas y boletas de un mes en particular con 36 meses de antigüedad, se revisa qué parte de esa emisión, durante dicho lapso fue pagada y cuál no. El valor no pagado se divide por dicha emisión, el producto de esta operación nos refleja el porcentaje que no será pagado en 36 meses, se repite esta operación con otros 36 meses móviles. Los resultados son promediados y da nacimiento a la “esperanza de no recupero de una facturación común”, esta operación se revisa anualmente con el objeto de tener los factores de provisión acorde a la realidad de la cartera por cobrar de clientes. Posteriormente este porcentaje se multiplica por la sumatoria de las últimas 36 facturaciones móviles.
- b) Cada mes se realiza el cálculo del stock de provisión a mantener (se mueve la móvil de 36 facturaciones) y se procede al ajustar el monto de la provisión, por lo tanto todas las facturas emitidas aunque estas no hayan vencido ya tienen provisión por deterioro de cuentas por cobrar.

Es importante destacar que de acuerdo a la ley eléctrica a los clientes le es suspendido el suministro eléctrico a los 45 días posteriores al vencimiento de la factura o boleta, por lo tanto, cada cliente no debiese tener más de dos o tres boletas o facturas impagas.

Toda deuda por convenios de pago con morosidad mayor a 6 meses es deteriorada incluyendo las cuotas vencidas como las por vencer. Las cuotas vencidas ponderan con capital e intereses, en cambio, las cuotas por vencer solo por su parte de capital.

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 marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

31-03-2015	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.	16.417.407	8.160.970	1.459.636	417.604	348.176	350.445	214.004	176.999	236.771	13.962.606	41.744.618	40.639.211	1.105.407
Otras cuentas por cobrar, bruto.	9.273.957	16.794	21.202	5.346	5.346	5.212	2.440	13.745	2.440	224.077	9.570.559	9.383.893	186.666
Provision deterioro	(169.669)	(127.170)	(113.289)	(114.643)	(95.662)	(126.535)	(110.345)	(131.819)	(121.138)	(12.994.884)	(14.105.154)	(14.105.154)	0
Total	25.521.695	8.050.594	1.367.549	308.307	257.860	229.122	106.099	58.925	118.073	1.191.799	37.210.023	35.917.950	1.292.073

31-12-2014	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	24.107.683	10.817.176	3.130.343	636.797	378.474	247.297	266.608	240.451	349.435	14.248.160	54.422.424	53.871.916	550.508
Otras cuentas por cobrar, bruto.	33.453.350	15.011	21.202	5.346	5.346	4.781	2.440	13.745	2.440	235.081	33.758.742	33.572.076	186.666
Provision deterioro	(120.162)	(73.962)	(135.551)	(115.819)	(129.688)	(118.479)	(140.602)	(127.568)	(112.486)	(12.986.695)	(14.061.012)	(14.061.012)	0
Total	57.440.871	10.758.225	3.015.994	526.324	254.132	133.599	128.446	126.628	239.389	1.496.546	74.120.154	73.382.980	737.174

7.3.- Resumen de estratificación de la cartera.

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

31-03-2015								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)	0	22.341.420	0	0	0	0	22.341.420	0
Por vencer. (2)	111.593	(7.818.862)	(169.206)	3.037	1.894.849	(463)	(5.924.013)	(169.669)
Sub total por vencer. (3)	111.593	14.522.558	(169.206)	3.037	1.894.849	(463)	16.417.407	(169.669)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	123.241	8.045.858	(127.156)	1.444	115.112	(14)	8.160.970	(127.170)
Entre 31 y 60 días	169.127	1.420.290	(113.275)	133	39.346	(14)	1.459.636	(113.289)
Entre 61 y 90 días	3.192	391.883	(114.629)	86	25.721	(14)	417.604	(114.643)
Entre 91 y 120 días	1.727	323.123	(95.484)	69	25.053	(178)	348.176	(95.662)
Entre 121 y 150 días	1.118	332.330	(126.002)	66	18.115	(533)	350.445	(126.535)
Entre 151 y 180 días	995	195.934	(110.345)	46	18.070	0	214.004	(110.345)
Entre 181 y 210 días	1.015	157.137	(131.819)	57	19.862	0	176.999	(131.819)
Entre 211 y 250 días	856	210.742	(121.138)	61	26.029	0	236.771	(121.138)
Más de 250 días	41.585	12.622.311	(11.728.980)	4.852	1.340.295	(1.259.188)	13.962.606	(12.988.168)
Sub total vencidos	342.856	23.699.608	(12.668.828)	6.814	1.627.603	(1.259.941)	25.327.211	(13.928.769)
Total	454.449	38.222.166	(12.838.034)	9.851	3.522.452	(1.260.404)	41.744.618	(14.098.438)

31-12-2014								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)	0	14.577.857	0	0	0	0	14.577.857	0
Por vencer. (2)	137.976	7.384.710	(119.845)	3.497	2.145.116	(317)	9.529.826	(120.162)
Sub total por vencer. (3)	137.976	21.962.567	(119.845)	3.497	2.145.116	(317)	24.107.683	(120.162)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	134.626	10.705.465	(73.940)	1.123	111.711	(22)	10.817.176	(73.962)
Entre 31 y 60 días	36.589	3.091.038	(135.537)	297	39.305	(14)	3.130.343	(135.551)
Entre 61 y 90 días	5.437	606.401	(115.805)	145	30.396	(14)	636.797	(115.819)
Entre 91 y 120 días	2.783	349.752	(129.674)	127	28.722	(14)	378.474	(129.688)
Entre 121 y 150 días	1.490	223.312	(118.479)	108	23.985	0	247.297	(118.479)
Entre 151 y 180 días	1.217	244.000	(140.602)	88	22.608	0	266.608	(140.602)
Entre 181 y 210 días	1.098	214.948	(127.568)	81	25.503	0	240.451	(127.568)
Entre 211 y 250 días	1.548	313.363	(112.486)	97	36.072	0	349.435	(112.486)
Más de 250 días	42.786	12.793.098	(11.588.610)	5.493	1.455.062	(1.391.369)	14.248.160	(12.979.979)
Sub total vencidos	227.574	28.541.377	(12.542.701)	7.559	1.773.364	(1.391.433)	30.314.741	(13.934.134)
Total	365.550	50.503.944	(12.662.546)	11.056	3.918.480	(1.391.750)	54.422.424	(14.054.296)

(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 encuentra 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 marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

31-03-2015				
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.	35	38.495	267	2.365.297
Total	35	38.495	267	2.365.297

31-12-2014				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	60	37.995	241	2.992.680
Total	60	37.995	241	2.992.680

7.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de marzo de 2015 y 2014 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	173.245	286.992
Provisión cartera repactada	(129.103)	50.344
Total	44.142	337.336

7.6.- Número y monto de operaciones.

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

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2015 31-03-2015 M\$
Ventas de energía eléctrica	1.774.357	61.866.817
Total	1.774.357	61.866.817

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2014 31-03-2014 M\$
Ventas de energía eléctrica	1.449.542	56.468.710
Total	1.449.542	56.468.710

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

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

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

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

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

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

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

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	43.194.460	27.947.520	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados de arriendos oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	17.330	8.908	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	113	113	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados de operaciones técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	10.467	23	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	59.858	27.855	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	11.190	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	458	543	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados de arriendos oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	6.261	3.059	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de Recaudación (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	242.391	1.606.211	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	8.520	2.538	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	30.145	23.581	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de Recaudación (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	100.442	76.939	0	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	353	512	0	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.463	1.389	0	0
96541920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S. A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	181.851	3.478	0	0
96868110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	218	0	0
96541870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	14.421	35.622	0	0
96542120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	25	197	0	0
93832000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	916	465	0	0
TOTALES							43.869.474	29.750.361	0	0

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

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

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Asesorías financieras, legales y administrativas	Hasta 90 días	Matriz	CL\$	50.036	32.271	0	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Dividendo por pagar	Hasta 90 días	Matriz	CL\$	3.037.387	3.036.963	0	0
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos de operaciones técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	4.225	4.225	0	0
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	653	777	0	0
96868110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	478	0	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Servicios de arriendo de vehículos	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	29.376	10.158	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	556.285	216.564	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra propiedad, planta y equipo	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	645.181	717.844	0	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Asesorías informáticas	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	380.155	410.470	0	0
93832000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	9.224	11.725	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Asesorías técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	13.080	8.397	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	26.996	64.471	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Asesorías técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	766.409	884.019	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Asesorías técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	38.472	18.463	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de Recaudación (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	690.808	660.975	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de Call center	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	161.788	59.236	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de Recaudación (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	666.155	163.875	0	0
76144275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios de administración	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	894.424	315.381	0	0
76412700-5	Enerplus S.A.	Chile	Servicios de administración	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	13.942	119.083	0	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Compra de gas licuado	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	0	621	0	0
96853490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	359.047	243.597	0	0
96541920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	2.781	3.973	0	0
96541870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	8.255	252	0	0
96542120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	73	611	0	0
TOTALES							8.355.230	6.983.951	0	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2015 31-03-2015		01-01-2014 31-03-2014	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	132.763	(132.763)	68.926	(68.926)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	40.206.844	0	56.884.151	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	55.477.871	0	53.164.836	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses cobrados	CL \$	395.235	393.746	156.294	144.744
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	9.278	(9.278)	7.138	(7.138)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	0	0	8	8
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	102.282	(102.282)	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos-Ingreso	CL \$	0	0	5.049	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos-gastos	CL \$	0	0	9.564	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	45.127	45.127	39.763	39.763
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	6.423	3.723	8.067	8.067
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	66.119	(66.119)	68.631	(55.939)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	148.192	(148.192)	71.861	(71.861)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion	CL \$	784.761	0	870.162	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	13.609	13.609	921	921
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	6.129	6.129	4.204	4.204
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	0	0	2	2
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	844	844	954	954
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	950	950	950	950
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	933.657	(933.657)	804.576	(804.576)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	18.075	0	9.226	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Otros Servicios	CL \$	1.638	(1.638)	846	(846)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra propiedad, planta y equipo	CL \$	1.040.704	0	594.069	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	0	0	51	51
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	0	0	11.597	11.597
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de equipos	CL \$	4.403	(4.403)	16.202	(16.202)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	341.234	(225.727)	534.782	(246.059)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	61.597	(61.597)	59.075	(59.075)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	927.942	(927.942)	422.498	(422.498)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	1.352	0	1.136	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de equipos	CL \$	1.847	(1.847)	3.684	(3.684)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	144.320	(144.320)	60.453	(60.453)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	424	424	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	44.662	(44.662)	22.775	(22.775)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	1.307.583	(1.307.583)	83.715	(83.715)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	39.499	39.499	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion	CL \$	56.874	0	552.865	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	799.584	(799.584)	766.201	(766.201)

8.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados (Continuación).

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2015 31-03-2015		01-01-2014 31-03-2014	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	548.677	(548.678)	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	1.753	(1.753)	0	0
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	125.798	(125.798)	29.594	(29.594)
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	0	0	8.875	8.875
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Ma	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	0	0	112.091	112.091
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	57	57	150	150
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	459	(459)	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Matriz común	Compra de gas licuado	CL \$	522	(522)	1.901	(1.901)
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	2.498	2.498	1.821	1.821
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	225	(225)	435	435

8.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 08 de abril de 2015, de acuerdo a lo señalado en los artículos 31 y 56 de la Ley N° 18.046, se eligió a los integrantes del directorio, para el periodo 2015-2017.

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 836 de fecha 27 de abril, el Directorio de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. definió su estructura, de acuerdo a lo siguiente:

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

El equipo gerencial de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. lo componen un Gerente General, tres Gerentes de Áreas, catorce Subgerentes y un asesor de Gestión de Personas.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 08 de abril de 2015, determinó que los Directores de la Sociedad no serán remunerados por sus funciones.

Las remuneraciones canceladas al cierre del período terminado al 31 de marzo de 2015 y 2014 fueron los siguientes:

Nombre	Cargo	01-01-2015 31-03-2015			01-01-2014 31-03-2014		
		Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Eduardo Rafael Morandé Montt	Presidente	2.951	0	0	2.116	0	0
Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Director	1.477	0	0	1.413	0	0
José Luis Hornauer Herrmann	Ex Presidente	0	0	0	4.231	0	0
Francisco Javier Marín Jordán	Ex Vice-Presidente	0	0	0	2.116	0	0
Rafael Andrés Marín Jordán	Ex Director	0	0	0	2.116	0	0
Andrés Pérez Cruz	Ex Director	729	0	0	2.116	0	0
Luis Carlos Aspillaga Urenda	Ex Director	729	0	0	708	0	0
Totales		5.886	0	0	14.816	0	0

8.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al equipo gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 281.979 por el período terminado al 31 de marzo de 2015, (M\$ 129.309 a igual fecha del período 2014).

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	01-01-2015	01-01-2014
	31-03-2015	31-03-2014
	M\$	M\$
Salario.	54.254	72.947
Correcciones de valor y beneficios no monetarios.	3.505	2.906
Beneficios a corto plazo para los empleados.	4.639	6.204
Beneficios por terminación.	219.581	47.252
Totales	281.979	129.309

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

9.- INVENTARIOS.

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

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015	31-12-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Suministros para la producción.	733.628	632.896	0	0
Suministros para mantención.	50.290	49.473	0	0
Trabajos en curso.	912.967	1.019.423	0	0
Provisión de deterioro.	(63.546)	(63.546)	0	0
Total	1.633.339	1.638.246	0	0

9.1.- Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2015	01-01-2014
	31-03-2015	31-03-2014
	M\$	M\$
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	225.727	246.059

10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

Activos, pasivos por impuestos	Corriente		No corriente	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	1.599.565	1.452.368	0	0
Créditos al impuesto.	711.070	780.458	0	0
Subtotal activos por impuestos	2.310.635	2.232.826	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(878.004)	(376.984)	0	0
Subtotal pasivos por impuestos	(878.004)	(376.984)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	1.432.631	1.855.842	0	0

11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Gastos pagados por anticipado.	49.153	38.013	0	0
Garantías de arriendo.	200	200	0	0
Boletas en garantía.	108.396	108.396	0	0
Otros activos	0	0	8.280	8.280
Total	157.749	146.609	8.280	8.280

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

12.1.- Inversiones en subsidiarias.

12.1.1.- Inversiones en subsidiarias contabilizadas usando el método de la participación.

Saldos al 31 de marzo de 2015.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2015 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-03-2015 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
Emel Atacama S.A.	Chile	CL \$	98,19136%	98,19136%	34.293.700	(775.993)	(6.566.735)	4.661	26.955.633	0
Total					34.293.700	(775.993)	(6.566.735)	4.661	26.955.633	0

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2014 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
Energía del Limarí S.A.	Chile	CL \$	99,90000%	99,90000%	4.794.112	0	0	(4.794.112)	0	0
Emel Atacama S.A.	Chile	CL \$	98,19136%	98,19136%	34.656.854	2.086.463	(2.932.580)	482.963	34.293.700	(54.017)
Total					39.450.966	2.086.463	(2.932.580)	(4.311.149)	34.293.700	(54.017)

12.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 31 de marzo de 2015.

Inversiones en sociedades subsidiarias al	Porcentaje participación	31-03-2015													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Emel Atacama S.A.	98,19136%	17.626.005	51.382.760	69.008.765	23.991.000	17.338.953	41.329.953	27.678.812	14.957.577	(13.626.873)	(2.133.428)	(802.724)	(790.287)	(797.900)	(785.540)
Total		17.626.005	51.382.760	69.008.765	23.991.000	17.338.953	41.329.953	27.678.812	14.957.577	(13.626.873)	(2.133.428)	(802.724)	(790.287)	(797.900)	(785.540)

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Inversiones en sociedades subsidiarias	Porcentaje participación	31-12-2014							31-03-2014						
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Emel Atacama S.A.	98,19136%	16.805.487	51.542.208	68.347.695	14.689.675	18.435.720	33.125.395	35.222.300	15.760.772	(14.089.771)	(1.275.785)	395.216	388.894	400.796	394.385
Total		16.805.487	51.542.208	68.347.695	14.689.675	18.435.720	33.125.395	35.222.300	15.760.772	(14.089.771)	(1.275.785)	395.216	388.894	400.796	394.385

13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

13.1 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 marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-03-2015		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	1.328.516	(1.328.370)	146
Otros activos intangibles identificables.	23.017.734	0	23.017.734
Total	24.346.250	(1.328.370)	23.017.880

Activos Intangibles	31-12-2014		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	1.328.517	(1.328.354)	163
Otros activos intangibles identificables.	23.017.560	0	23.017.560
Total	24.346.077	(1.328.354)	23.017.723

La amortización acumulada al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Activos intangibles de vida finita.	1.328.370	1.328.354
Total	1.328.370	1.328.354

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

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Costos de desarrollo.	Vida	4	8
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	Vida	3	20
Programas Informáticos.	Vida	1	8
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones Argentina.	Vida	50	50
Derechos de agua.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-03-2015		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	163	23.017.560	23.017.723
Adiciones por desarrollo interno.	0	174	174
Amortización.	(17)	0	(17)
Cambios, total	(17)	174	157
Saldo final al 31 de marzo de 2015	146	23.017.734	23.017.880

Movimientos en activos intangibles	31-12-2014		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	233	23.045.253	23.045.486
Adiciones.	0	1.145	1.145
Amortización.	(70)	(28.838)	(28.908)
Cambios, total	(70)	(27.693)	(27.763)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	163	23.017.560	23.017.723

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

Detalle de otros activos identificables al 31-03-2015	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	90.966	Vida Util Indefinida
Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados	22.926.768	Vida Util Indefinida
Total	23.017.734	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2014	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	90.792	Vida Util Indefinida
Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados	22.926.768	Vida Util Indefinida
Total	23.017.560	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de marzo de 2015 y 2014 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2015 31-03-2015			01-01-2014 31-03-2014		
	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Gastos de administración.	0	17	0	0	17	0
Total	0	17	0	0	17	0

13.2 Activos intangibles con vida útil indefinida.

13.2.1.- Servidumbres.

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

13.2.2.- 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.

13.2.3.- 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 Reconstrucción 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.

14.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2014			Movimientos 2015	
					Saldo al 01-01-2014	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2014	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-03-2015
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
86.897.200-9	Empresa Eléctrica EMEC S.A	03-12-2002	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Matriz	98.971.277	0	98.971.277	0	98.971.277
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A	05-01-2007	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Sin Relación	89.457	0	89.457	0	89.457
Totales					99.060.734	0	99.060.734	0	99.060.734

(*) 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.

15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

15.1.- Vidas útiles.

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

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	80
Vida útil para planta y equipo.	20	80
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	5
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	10
Vida útil para mejoras de bienes arrendados.	0	0
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

15.2.- Detalle de los rubros.

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

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Construcciones en curso.	8.738.300	10.067.264
Terrenos.	1.672.509	1.672.509
Edificios.	690.550	694.449
Planta y equipos.	140.311.018	139.891.977
Subestaciones de distribución.	17.250.285	17.128.050
Líneas y redes de media y baja tensión.	117.845.612	117.506.314
Medidores.	5.215.121	5.257.613
Equipamiento de tecnología de la información	10.862	13.952
Instalaciones fijas y accesorios	941.848	976.966
Equipos de comunicaciones.	153.299	167.483
Herramientas.	398.485	402.927
Muebles y útiles.	241.618	251.879
Instalaciones y accesorios diversos.	148.446	154.677
Vehículos de motor.	388.295	419.291
Otras propiedades, plantas y equipos.	470.046	247.902
Total	153.223.428	153.984.310

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Construcciones en curso.	8.738.300	10.067.264
Terrenos.	1.672.509	1.672.509
Edificios.	1.202.874	1.202.874
Planta y equipos.	206.503.620	204.667.881
Subestaciones de distribución.	28.912.460	28.607.627
Líneas y redes de media y baja tensión.	166.780.452	165.349.532
Medidores.	10.810.708	10.710.722
Equipamiento de tecnología de la información	191.638	191.638
Instalaciones fijas y accesorios	5.034.632	5.034.873
Equipos de comunicaciones.	1.402.133	1.402.084
Herramientas.	2.306.318	2.288.761
Muebles y útiles.	1.050.610	1.059.128
Instalaciones y accesorios diversos.	275.571	284.900
Vehículos de motor.	2.194.069	2.253.540
Otras propiedades, plantas y equipos.	470.046	247.902
Total	226.007.688	225.338.481

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Edificios.	512.324	508.425
Planta y equipos.	66.192.602	64.775.904
Subestaciones de distribución.	11.662.175	11.479.577
Líneas y redes de media y baja tensión.	48.934.840	47.843.218
Medidores.	5.595.587	5.453.109
Equipamiento de tecnología de la información	180.776	177.686
Instalaciones fijas y accesorios	4.092.784	4.057.907
Equipos de comunicaciones.	1.248.834	1.234.601
Herramientas.	1.907.833	1.885.834
Muebles y útiles.	808.992	807.249
Instalaciones y accesorios diversos.	127.125	130.223
Vehículos de motor.	1.805.774	1.834.249
Total	72.784.260	71.354.171

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

Movimiento al 31 de marzo de 2015.

Movimiento año 2015		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015		10.067.264	1.672.509	694.449	139.891.977	13.952	976.966	419.291	247.902	153.984.310
Cambios	Adiciones.	1.314.541	0	0	86.528	0	6.380	0	237.448	1.644.897
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(3.000)	0	(3.000)
	Retiros.		0	0	(707.069)	0	(1.728)	(3.313)	0	(712.110)
	Gasto por depreciación.			(3.899)	(1.599.565)	(3.090)	(59.432)	(24.683)	0	(1.690.669)
	Otros incrementos (decrementos).	(2.643.505)	0	0	2.639.147	0	19.662	0	(15.304)	0
Total cambios		(1.328.964)	0	(3.899)	419.041	(3.090)	(35.118)	(30.996)	222.144	(760.882)
Saldo final al 31 de marzo de 2015		8.738.300	1.672.509	690.550	140.311.018	10.862	941.848	388.295	470.046	153.223.428

Movimiento al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento año 2014		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014		8.925.622	1.410.498	648.236	119.310.091	15.419	1.196.419	357.801	241.215	132.105.301	
Cambios	Adiciones.	5.247.631	0	0	331.077	0	95.123	0	243.523	5.917.354	
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(24.500)	0	(24.500)	
	Retiros.		(46.705)	0	(678.241)	(159)	(7.264)	(4.904)	0	(737.273)	
	Gasto por depreciación.			(14.326)	(5.200.415)	(1.308)	(235.256)	(85.418)	0	(5.536.723)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		308.716	60.539	21.895.874	0	0	0	0	22.265.129
		Sub total reconocido en patrimonio neto		308.716	60.539	21.895.874	0	0	0	0	22.265.129
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.	0	0	0	(4.978)	0	0	0	0	(4.978)	
	Otros incrementos (decrementos).	(4.105.989)	0	0	4.238.569	0	(72.056)	176.312	(236.836)	0	
Total cambios		1.141.642	262.011	46.213	20.581.886	(1.467)	(219.453)	61.490	6.687	21.879.009	
Saldo final al 31 de diciembre de 2014		10.067.264	1.672.509	694.449	139.891.977	13.952	976.966	419.291	247.902	153.984.310	

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

La Sociedad, ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes. No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de la Sociedad.

15.4.1.- Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	7	7
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	712.111	737.273
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	448.635	1.882.867

15.5.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 31 de marzo de 2015 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

15.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

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

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, se realizó de acuerdo a NIC 16 y los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los Terrenos y Edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes especializados.

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

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 por la Sociedad.

Durante el ejercicio 2014 se revaluaron las propiedades plantas y equipos. Las tasaciones se llevaron a cabo a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según correspondiese. La revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integral. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2014 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 22.265.129, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de marzo de 2015 asciende al valor de M\$ 83.931.840.

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	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Terrenos.	287.055	287.055
Edificios.	775.695	780.094
Planta y equipos.	82.869.090	81.026.628
Total	83.931.840	82.093.777

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el período terminado al 31 de marzo de 2015 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial	60.165.158	40.470.667
Ajustes de revaluación.	0	22.265.129
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(200.004)	(220.689)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(1.222.918)	(2.349.949)
Movimiento del ejercicio	(1.422.922)	19.694.491
Total	58.742.236	60.165.158

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-03-2015			31-12-2014		
	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	1.672.509	287.055	1.385.454	1.672.509	287.055	1.385.454
Edificios.	690.550	775.695	(85.145)	694.449	780.094	(85.645)
Planta y equipos.	140.311.017	82.869.090	57.441.927	139.891.977	81.026.628	58.865.349
Total	142.674.076	83.931.840	58.742.236	142.258.935	82.093.777	60.165.158

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	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Construcción en curso.	8.738.300	10.067.264
Equipamiento de tecnologías de la información.	10.862	13.952
Instalaciones fijas y accesorios.	941.849	976.966
Vehículos de motor.	388.295	419.291
Otras propiedades, planta y equipos.	470.046	247.902
Total	10.549.352	11.725.375

16.- DETERIORO DE ACTIVOS.

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

La Sociedad evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si las propiedades, planta y equipos, 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 2014, fluctuaron entre un 9% y un 12%.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existen deterioros en las propiedades, planta y equipos, plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de marzo de 2014, no existiendo indicios al 31 de marzo de 2015.

16.2.- 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 marzo de 2015 y 2014 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2015 31-03-2015	
	Activos financieros	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(44.142)	(44.142)

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2014 31-03-2014	
	Activos financieros	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(337.336)	(337.336)

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

16.2.1.- Pérdidas por deterioro de valor significativa reconocida o que haya revertido para activos individuales o unidades generadoras de efectivo.

Información a revelar para cada pérdida por deterioro de valor significativa reconocida o que haya revertido para activos individuales o unidades generadoras de efectivo	01-01-2015 31-03-2015	
	Activo Individual 1	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(44.142)	(44.142)

Información a revelar para cada pérdida por deterioro de valor significativa reconocida o que haya revertido para activos individuales o unidades generadoras de efectivo	01-01-2014 31-03-2014	
	Activo Individual 1	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(337.336)	(337.336)

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

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2015 31-03-2015	
	Eléctrico	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(44.142)	(44.142)

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2014 31-03-2014	
	Eléctrico	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(337.336)	(337.336)

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-03-2015		31-12-2014	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	99.060.734	99.060.734	99.060.734	99.060.734
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	23.045.548	23.045.548	23.045.548	23.045.548

17.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

17.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Relativos a ingresos anticipados	687.108	181.763
Relativos a provisiones.	177.095	715.593
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	1.278.408	1.067.264
Relativos a pérdidas fiscales.	16.535.115	18.304.343
Relativos a cuentas por cobrar.	2.895.246	0
Relativos a los inventarios.	47.922	44.187
Relativos a otros.	199.602	760.908
Total	21.820.496	21.074.058

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.

17.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	2.393.728	1.353.641
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	13.731.470	16.137.186
Relativos a intangibles.	7.346.144	5.642.010
Relativos a cuentas por cobrar.	0	383.005
Total	23.471.342	23.515.842

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

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

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial	21.074.058	18.100.984
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	746.438	(4.136.191)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	0	7.109.265
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	746.438	2.973.074
Total	21.820.496	21.074.058

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

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial	23.515.842	12.685.443
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(44.500)	7.763.903
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	3.066.496
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(44.500)	10.830.399
Total	23.471.342	23.515.842

17.4.- Compensación de partidas.

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

Concepto	31-03-2015			31-12-2014		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	21.820.496	(16.104.098)	5.716.398	21.074.058	(15.222.026)	5.852.032
Pasivos por impuestos diferidos.	(23.471.342)	16.104.098	(7.367.244)	(23.515.842)	15.222.026	(8.293.816)
Total	(1.650.846)	0	(1.650.846)	(2.441.784)	0	(2.441.784)

18.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

18.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-03-2015		31-12-2014	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL\$	173.738	36.623.033	19.739	5.000.000
Préstamos bancarios.	UF	0	0	223.665	31.698.920
Total préstamos bancarios		173.738	36.623.033	243.404	36.698.920
Obligaciones con el público (bonos)	UF	5.003.506	40.742.131	4.514.646	40.723.478
Total		5.177.244	77.365.164	4.758.050	77.422.398

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

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

Saldos al 31 de marzo 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\$	31-03-2015	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	4,18%	4,18%	Sin Garantía	0	0	71.989	0	71.989	5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	5.000.000	
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	3,83%	3,83%	Sin Garantía	0	0	0	42.056	42.056	0	0	17.187.184	0	0	0	0	0	0	17.187.184
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,02%	4,02%	Sin Garantía	0	0	0	1.249	1.249	0	0	5.592.492	0	0	0	0	0	0	5.592.492
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin Garantía	0	0	0	42.244	42.244	0	6.338.203	0	0	0	0	0	0	0	6.338.203
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	3,88%	3,88%	Sin Garantía	0	0	0	16.200	16.200	0	2.505.154	0	0	0	0	0	0	0	2.505.154
Totales								0	0	71.989	101.749	173.738	5.000.000	8.843.357	22.779.676	0	0	0	0	0	36.623.033	

Saldos 31 de diciembre de 2014.

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\$	31-12-2014	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	4,76%	4,76%	Sin Garantía	0	0	0	19.739	19.739	5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	5.000.000	
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	0,45%	0,45%	Sin Garantía	0	0	24.781	0	24.781	0	0	17.238.970	0	0	0	0	0	0	17.238.970
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	0,31%	0,31%	Sin Garantía	0	0	4.528	0	4.528	0	0	5.594.194	0	0	0	0	0	0	5.594.194
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	2,81%	2,81%	Sin Garantía	0	30.195	0	0	30.195	2.511.964	0	0	0	0	0	0	0	0	2.511.964
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	2,76%	2,76%	Sin Garantía	0	164.161	0	0	164.161	6.353.792	0	0	0	0	0	0	0	0	6.353.792
Totales								0	194.356	29.309	19.739	243.404	13.865.756	0	22.833.164	0	0	0	0	0	36.698.920	

18.3.- Obligaciones con el público (bonos)

Saldos al 31 de marzo 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
										Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-03-2015	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
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$							
377	D	1.852.941	UF	4,40%	4,50%	01-06-2025	Chile	Semestral	Semestral	2.830.908	2.172.598	5.003.506	4.242.865	4.294.030	4.294.030	4.294.030	21.470.151	2.147.025	40.742.131
Totales										2.830.908	2.172.598	5.003.506	4.242.865	4.294.030	4.294.030	4.294.030	21.470.151	2.147.025	40.742.131

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

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
										Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2014	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
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$							
377	D	1.852.941	UF	4,40%	4,50%	01-06-2025	Chile	Semestral	Semestral		4.514.646	4.514.646	4.238.695	4.292.326	4.292.326	4.292.326	21.461.632	2.146.173	40.723.478
Totales										0	4.514.646	4.514.646	4.238.695	4.292.326	4.292.326	4.292.326	21.461.632	2.146.173	40.723.478

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	33.196.478	58.510.289	0	0
Retenciones.	336.534	553.094	0	0
Dividendos por pagar.	67.448	30.157	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	750.013	1.231.935	0	0
Proveedores no energéticos.	741.332	1.281.953	0	0
Acreeedores varios.	1.033.294	593.743	206.698	206.707
Otros.	435.163	689.393	0	0
Total	36.560.262	62.890.564	206.698	206.707

* Ver Nota 4.4

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

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Vacaciones del personal.	321.047	401.195	0	0
Bonificaciones de feriado	197.755	157.718	0	0
Participación sobre resultados.	184.411	662.884	0	0
Aguinaldos.	46.800	10.138	0	0
Total	750.013	1.231.935	0	0

19.2.- 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	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-03-2015 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2015 M\$
Hasta 30 días	990.814	8.927.569	380.379	10.298.762
Entre 31 y 60 días	222.169	6.139.047	1.059.712	7.420.928
Entre 61 y 90 días	4.604	17.620.167	14.027	17.638.798
Entre 91 y 120 días	157	67	1.726	1.950
Entre 121 y 365 días	4.828	28.388	1.166.608	1.199.824
Más de 365 días	0	0	206.698	206.698
Total	1.222.572	32.715.238	2.829.150	36.766.960

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$
Hasta 30 días	787.582	8.435.759	799.723	10.023.064
Entre 31 y 60 días	2.105.769	8.456.656	1.283.953	11.846.378
Entre 61 y 90 días	5.340	39.994.832	25.907	40.026.079
Entre 91 y 120 días	2.633	1.128	18.607	22.368
Entre 121 y 365 días	1.780	763	970.132	972.675
Más de 365 días	0	0	206.707	206.707
Total	2.903.104	56.889.138	3.305.029	63.097.271

20.- OTRAS PROVISIONES.

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

20.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	827.357	824.486	0	0
Participación en utilidades y bonos.	42.624	35.271	0	0
Otras provisiones.	7.014	6.265	737.896	490.948
Total	876.995	866.022	737.896	490.948

20.1.1.- 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 30).

20.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

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

20.1.3.- Otras provisiones.

La Sociedad tiene el compromiso con el Estado de renovar las instalaciones relacionadas con el proyecto S.E.R. (Servicio de Energía Renovable), el cual se provisiona mensualmente para cumplir con esta obligación. El reemplazo de las instalaciones se realiza en 2 partes, la primera comenzó en el 2° semestre del año 2011 y la segunda en el año 2015.

20.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de marzo de 2015.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales M\$	Por part. en utilidades y bonos M\$	Otras provisiones M\$	Total al 31-03-2015 M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	824.486	35.271	497.213	1.356.970
Provisiones adicionales.	3.147	7.353	246.948	257.448
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	4.820	0	749	5.569
Provisión utilizada.	(5.096)	0	0	(5.096)
Total cambio en provisiones	2.871	7.353	247.697	257.921
Saldo al 31 de marzo de 2015	827.357	42.624	744.910	1.614.891

Saldos al 31 diciembre de 2014.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2014 M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	778.535	61.816	332.702	1.173.053
Provisiones adicionales.	585.019	67.192	164.511	816.722
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(377.997)	(93.737)	0	(471.734)
Provisión utilizada.	(150.871)	0	0	(150.871)
Reversión de provisión no utilizada.	(10.200)	0	0	(10.200)
Total cambio en provisiones	45.951	(26.545)	164.511	183.917
Saldo al 31 de diciembre de 2014	824.486	35.271	497.213	1.356.970

21.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

21.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015	31-12-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.	0	0	4.761.150	4.901.908
Provisión premio de antigüedad.	0	0	449.178	690.631
Total	0	0	5.210.328	5.592.539

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015	31-12-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	4.901.908	3.974.028	690.631	424.374
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	113.010	785.182	(8.331)	(45.835)
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	19.615	64.243	2.917	7.214
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(16.231)	445.792	(218.513)	319.940
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(257.152)	(367.337)	(17.526)	(15.062)
Total cambios en provisiones	(140.758)	927.880	(241.453)	266.257
Total	4.761.150	4.901.908	449.178	690.631

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	4.761.150	4.901.908	449.178	690.631
Total	4.761.150	4.901.908	449.178	690.631

21.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Línea del estado de resultados
	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 M\$	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	113.010	278.669	(8.331)	(6.514)	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	19.615	28.227	2.917	3.148	Costos Financieros.
Total	132.625	306.896	(5.414)	(3.366)	

21.5.- Hipótesis actuariales

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	1,70%
Aumento futuros de salarios.	1,90%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009
Tasa de rotación anual.	2,83%

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

Para el cálculo del pasivo al 31 de marzo de 2015, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Seacsa, Servicios Actuariales S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de marzo de 2015, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	551.938	(474.924)

22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ingresos diferidos. (*)	2.820.803	2.552.702	0	0
Garantías recibidas en efectivo.	592.272	520.309	0	0
Total	3.413.075	3.073.011	0	0

22.1.- Ingresos diferidos. (*)

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

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	2.804.524	2.477.389	0	0
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	969	1.938	0	0
Otros ingresos diferidos.	15.310	73.375	0	0
Total	2.820.803	2.552.702	0	0

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

Movimiento del período ingresos diferidos	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	2.552.702	4.276.156
Adiciones.	1.678.905	9.431.071
Imputación a resultados.	(1.410.804)	(11.154.525)
Total	2.820.803	2.552.702

22.2.- Contratos de construcción.

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

22.2.1.- Margen del período o ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 M\$
	Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	1.674.294
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(1.291.472)	(476.438)
Total	382.822	272.448

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

Detalle	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	2.727.754	15.965.611
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.	1.478.178	1.043.916
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	4.282.702	3.521.305

22.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	6.260	146.497	PER - FNDR

23.- PATRIMONIO NETO.

23.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

En este sentido, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, créditos bancarios y obligaciones con el público en su modalidad de bonos.

Al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 164.979.472.-

23.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 el capital de la Sociedad está representado por 191.283.879 acciones sin valor nominal de un voto por acción.

23.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 08 de abril de 2015, se aprobó como política de dividendos para el año 2015, el distribuir no menos del 30% de la utilidad liquidada del ejercicio, mediante un dividendo provisorio y un dividendo definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio. El dividendo provisorio se pagará, en lo posible durante el mes de noviembre del 2015, corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas acordar la distribución del dividendo definitivo.

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

23.4.- Dividendos.

La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 10 de abril de 2014, aprobó pago del dividendo definitivo con cargo a la utilidad del año 2013, N° 90 de \$ 1,00 por acción el que se pagó a contar del día 29 de abril de 2014, por un total de M\$ 191.284.

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 08 de abril de 2015, aprobó el pago de un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del año 2014, N° 91 de \$30,00 por acción el que se pagara a contar del 27 de abril de 2015, por un total de M\$ 5.738.516. Al 31 de diciembre de 2014 se contabilizo parte de este valor como dividendo mínimo por M\$ 3.048.118.

23.5.- Reservas.

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

23.5.1.- Superávit de revaluación.

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

Con fecha 31 de diciembre de 2014 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas de la Sociedad, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$ 16.253.544, y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 43.425.791, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neto de impuestos diferidos por valor de M\$ 1.876.566.

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

Corresponde a las variaciones de los valores actuariales de la provisión por beneficios definidos e 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 marzo de 2015 asciende a M\$ (105.978) y M\$ (271.008) al 31 de diciembre de 2014, ambos netos de impuestos diferidos.

23.5.3.- Otras reservas.

Corresponde a reservas procedentes de la reorganización bajo control común con Emel Atacama S.A.

23.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para el ejercicio terminado al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Aplicación NIC 19 r	(516.929)	(516.929)
Utilidades (pérdidas) acumuladas	7.430.945	318.670
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	7.999.263	7.256.039
Oficio Circular N° 856 - SVS (*)	3.863.932	3.863.932
Dividendos mínimos de acuerdo a política	0	(3.048.118)
Resultado del período o ejercicio	226.207	10.160.393
Total	19.003.418	18.033.987

(*) 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 realizarán contra patrimonio.

23.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015		31-12-2014	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	1,80864%	1,80864%	496.510	(14.293)	631.674	38.432
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	226.669	(12.437)	296.925	34.448
Total					723.179	(26.730)	928.599	72.880

23.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al cierre de los estados financieros al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, no se realizaron transacciones de adquisición de acciones con la participación no controladora.

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

Movimientos al 31 de marzo de 2015.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-03-2015	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			226.207			(26.730)			199.477
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	225.493	(47.940)	177.553	224	(61)	163	225.716	(48.000)	177.716
Reclasificación a resultados del periodo o ejercicio.			0			0	0	0	0
Total movimientos del periodo o ejercicio	225.493	(47.940)	177.553	224	(61)	163	225.716	(48.000)	177.716
Total resultado integral			403.760			(26.567)			377.193

Movimientos al 31 de marzo de 2014.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-03-2014	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			266.992			13.379			280.371
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(9.803)	1.634	(8.169)	235	(47)	188	(9.568)	1.587	(7.981)
Total movimientos del periodo o ejercicio	(9.803)	1.634	(8.169)	235	(47)	188	(9.568)	1.587	(7.981)
Total movimientos del periodo o ejercicio	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total resultado integral			258.823			13.567			272.390

24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

24.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	M\$
Ventas	57.546.352	51.168.307
Venta de energía.	57.531.494	51.150.240
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	14.858	18.067
Prestaciones de servicios	4.320.465	5.300.403
Recargos regulados, peajes y transmisión.	119.781	171.658
Arriendo de equipos de medida.	440.613	528.803
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	6.759	3.193
Apoyos en postación.	47.544	159.557
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	1.761.964	2.857.172
Otras prestaciones	1.943.804	1.580.020
Total	61.866.817	56.468.710

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

24.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	3.336	707
Otros ingresos de operación.	95.609	121.776
Total	98.945	122.483

25.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función para los períodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 que se adjunta, se descomponen como se indica en los puntos 25.1, 25.2, 25.3 y 25.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	M\$
Costo de venta.	53.591.842	47.435.441
Costo de administración.	6.393.070	5.597.991
Otros gastos por función.	37.622	32.720
Total	60.022.534	53.066.152

25.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	M\$
Compra de energía.	48.101.929	41.487.875
Gastos de personal.	2.581.272	2.268.182
Gastos de operación y mantenimiento.	3.666.953	4.206.192
Gastos de administración.	3.799.508	3.425.470
Costos de mercadotecnia.	37.622	15.152
Depreciación.	1.690.669	1.464.974
Amortización.	17	17
Otros gastos varios de operación.	144.564	198.290
Total	60.022.534	53.066.152

25.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	2.002.057	1.603.411
Beneficios a corto plazo a los empleados.	200.199	107.679
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	120.692	323.275
Beneficios por terminación.	0	50.852
Otros gastos de personal.	258.324	182.965
Total	2.581.272	2.268.182

25.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	1.619.041	1.408.905
Gasto de administración.	71.628	56.069
Total depreciación	1.690.669	1.464.974
Amortización		
Gasto de administración.	17	17
Total amortización	17	17
Total	1.690.686	1.464.991

25.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(712.110)	(109.658)
Venta de chatarra.	0	(202)
Venta de propiedades, planta y equipo.	165	594
Juicios o arbitrajes.	(3.427)	(213.129)
Remuneraciones del directorio.	(5.886)	(14.816)
Otras (pérdidas) ganancias. (*)	(731.248)	(23.266)
Aportes de terceros para financiar obras propias	65.958	191.401
Total	(1.386.548)	(169.076)

(*) Ver nota 4.4

26.- 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 períodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	133.944	87.531
Otros ingresos financieros.	393.830	338.002
Total ingresos financieros	527.774	425.533
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(211.951)	(403.255)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(515.517)	(544.754)
Otros gastos.	(438.956)	(1.751.018)
Total costos financieros	(1.166.424)	(2.699.027)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	107.801	(1.054.932)
Total	(530.849)	(3.328.426)

26.1.- Composición unidades de reajuste. ()**

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	0	830
Activos por impuestos.	2.330	270
Total unidades de reajuste por activos	2.330	1.100
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	106.367	(1.054.616)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(905)	(1.416)
Provisiones por beneficios a los empleados.	9	0
Total unidades de reajuste por pasivos	105.471	(1.056.032)
Total unidades de reajuste neto	107.801	(1.054.932)

27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el período terminado al 31 de marzo de 2015, se procedió a calcular y contabilizar la renta líquida imponible con una tasa del 22,5% para el ejercicio comercial 2015, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014, en cambio para el período terminado al 31 de marzo de 2014, esta se encuentra calculada con una tasa del 20%

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

Durante los períodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 173.646 y M\$ 252.832 respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(671.233)	(236.746)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(3.089)	(41.252)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(674.322)	(277.998)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	847.968	530.830
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	847.968	530.830
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	173.646	252.832

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(674.322)	(277.998)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(674.322)	(277.998)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	847.968	530.830
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	847.968	530.830
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	173.646	252.832

27.3.- 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 períodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2015 31-03-2015	01-01-2014 31-03-2014	01-01-2014 31-03-2014
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	25.831		27.539	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(5.812)	22,5%	(5.508)	20,0%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	190.328	-736,8%	159.968	-580,9%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	0	0,0%	139.624	-507,0%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(10.870)	42,1%	(41.252)	149,8%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	179.458	-694,7%	258.340	-938,1%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	173.646	-672,2%	252.832	-918,1%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2015 31-03-2015			01-01-2014 31-03-2014		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	225.716	(48.000)	177.716	(9.568)	1.587	(7.981)
Total		(48.000)			1.587	

27.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.

Diferencias temporarias no reconocidas	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas y con participaciones en negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos.	7.959.369	2.579.655

28.- 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	226.207	266.992
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	1,18	1,40
Cantidad de acciones	191.283.879	191.283.879

29.- INFORMACION POR SEGMENTO.

29.1.- Criterios de segmentación.

La administración de Conafe 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 NIFF 8, se define como el único segmento operativo la distribución de energía eléctrica.

La información que se entrega al comité ejecutivo estratégico a nivel de estados de resultados por función y flujo de efectivo por el período terminado al 31 de marzo de 2015 y 2014, es la siguiente:

29.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico	
	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	61.866.817
Costo de ventas	(53.591.842)	(47.435.441)
Ganancia bruta	8.274.975	9.033.269
Otros ingresos, por función.	98.945	122.483
Costos de distribución.	0	0
Gasto de administración.	(6.393.070)	(5.597.991)
Otros gastos, por función.	(37.622)	(32.720)
Otras ganancias (pérdidas).	(1.386.548)	(169.076)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	556.680	3.355.965
Ganancias (pérdidas) que surgen de la baja en cuentas de activos financieros medidos al costo amortizado.	0	0
Ingresos financieros.	527.774	425.533
Costos financieros.	(1.166.424)	(2.699.027)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	0	0
Diferencias de cambio.	0	0
Resultados por unidades de reajuste.	107.801	(1.054.932)
Ganancias (pérdidas) que surgen de la diferencia entre el valor libro anterior y el valor justo de activos financieros reclasificados medidos a valor razonable.	0	0
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	25.831	27.539
Gasto por impuestos a las ganancias.	173.646	252.832
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	199.477	280.371
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.		
Ganancia (pérdida)	199.477	280.371
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	226.207	266.992
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	(26.730)	13.379
Ganancia (pérdida)	199.477	280.371
Depreciación	1.690.669	1.464.974
Amortización	17	17
EBITDA	3.633.914	4.990.032

29.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile	
	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	61.866.817

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico	
	01-01-2015 31-03-2015 M\$	01-01-2014 31-03-2014 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	15.793.773
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(1.780.953)	(1.023.077)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(15.017.995)	(3.720.532)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(1.005.175)	(204.351)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(1.005.175)	(204.351)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	3.196.529	2.386.667
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	2.191.354	2.182.316

30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

30.1.- Juicios y otras acciones legales.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

30.1.1.- Nombre del juicio: "Fisco con Conafe".

Fecha: 28 de diciembre de 2009.
Tribunal: 3º Juzgado de Letras de La Serena,
Rol N°: 4617-09
Materia: Cobro de pesos, basada en que el año 2005, la Dirección de Vialidad IV Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de Conafe que no le correspondería asumir.
Cuantía: M\$ 90.237.
Estado: Con fecha 13 de agosto de 2012, se dictó sentencia de primera instancia en favor del Fisco, declarando que Conafe le adeuda la cantidad demandada más reajuste e intereses. Con fecha 5 de diciembre de 2012, se apeló dicha sentencia ante la Corte de Apelaciones de La Serena, el que fue rechazado con fecha 12 de

agosto de 2013. Con fecha 30 de agosto de 2013, Conafe presentó recurso de casación en el fondo, el que se encuentra pendiente de resolución. Se hace presente que, en relación con los hechos que son objeto de este proceso, se presentó un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional del artículo 41 del DFL MOP N°850 de 1997, el cual fue desestimado por sentencia del 24 de julio de 2012. Con fecha 4 de diciembre de 2013, la Corte Suprema rechazó el recurso de casación en el fondo. Con fecha 2 de marzo de 2015, la demandante solicitó liquidación del crédito, lo que se encuentra pendiente de resolución.

30.1.2.- Nombre del juicio: "Marcet con CONAFE".

Fecha: 27 de septiembre de 2011.
Tribunal: 2do. Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol N°: 7509-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla de instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 57.400.
Estado: Etapa de prueba.

30.1.3.- Nombre del juicio: "Ahumada con CONAFE".

Fecha: 8 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1er. Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol N°: 7156-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla de instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 190.000.
Estado: Etapa de prueba.

30.1.4.- Nombre del juicio: "Tapia con CONAFE".

Fecha: 24 de enero de 2012.
Tribunal: 1er. Juzgado Civil de La Serena.
Rol N°: 371-2012
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a caída de poste de CONAFE.
Cuantía: M\$ 118.508.
Estado: Con fecha 9 de abril de 2013, se rechazó la demanda en todas sus partes. Con fecha 10 de abril de 2013, la demandante presentó un recurso de apelación en la Corte de Apelaciones de La Serena el cual fue rechazado con fecha 22 de agosto de 2013. Posteriormente, con fecha 9 de septiembre de 2013, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que fue acogido con fecha 27 de octubre de 2014, dictándose sentencia que condenó a CONAFE al pago de M\$ 25.000. Se encuentra pendiente el cumplimiento incidental de la sentencia referida.

30.1.5.- Nombre del juicio: "Espinoza con CONAFE".

Fecha: 30 de abril de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras de La Ligua.
Rol N°: 434-2012

Materia: Indemnización de perjuicios provocados por aparente electrocución de caballo de propiedad del demandante que se atribuye a instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 59.000.
Estado: Con fecha 27 de diciembre de 2013, se notificó sentencia de primera instancia que acogió demanda de primera instancia y condenó a Conafe al pago de M\$ 10.000.- por concepto de daño emergente y daño moral. Con fecha 9 de enero de 2014, Conafe presentó recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso. Con fecha 9 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones rechazó el recurso de apelación referido. Con fecha 29 de mayo de 2014, se presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.

30.1.6.- Nombre del juicio: "Fisco con CONAFE".

Fecha: 17 de abril de 2013.
Tribunal: Tercer Juzgado de Letras en lo Civil de Valparaíso
Rol N°: 3527-2012
Materia: Cobro de pesos basada en que el año 2011, la Dirección de Vialidad V Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de CONAFE que no le correspondería asumir.
Cuantía: M\$ 78.313.
Estado: Término probatorio finalizado. Se encuentra pendiente que la demandante solicite que se cite a las partes a oír sentencia.

30.1.7.- Nombre del juicio: "Ricardi con CONAFE".

Fecha inicio: 15 de julio de 2013.
Tribunal: 1° Juzgado de letras de Coquimbo.
Rol N°: 925-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por lesiones en accidente eléctrico.
Cuantía: M\$100.000.
Estado: Etapa de discusión.

30.1.8.-Nombre del juicio: "Aguirre con CONAFE".

Fecha inicio: 28 de noviembre de 2013.
Tribunal: 2° Juzgado de letras de La Serena.
Rol N°: 3752-2013.
Materia: Se reclama indemnización por emplazamiento de línea eléctrica en propiedad particular.
Cuantía: M\$30.000.
Estado: Con fecha 24 de octubre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda. Con fecha 2 de diciembre de 2014, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de La Serena, el que se encuentra pendiente de resolución.

30.1.9.-Nombre del Juicio: "Comunidad Edificio Couve con CONAFE".

Fecha inicio: 2 de junio de 2014.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Viña del Mar.
Rol N°: 447-2014

Materia: Se reclama indemnización por emplazamiento de línea eléctrica en propiedad particular.
Cuantía: M\$ 2.000.000.
Estado: Etapa de discusión. Con fecha 9 de marzo de 2015, la demandante solicitó se dicte el auto de prueba.

30.1.10.-Nombre del Juicio: "Lobos con servicios topográficos y CONAFE".

Fecha inicio: 16 de septiembre de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras de Casablanca.
Rol N°: 898-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.
Cuantía: M\$ 258.100.
Estado: Etapa de discusión.

30.1.11.-Nombre del Juicio: "Fernandez con CONAFE".

Fecha inicio: 24 de septiembre de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado de Policía Local de La Serena.
Rol N°: 9396-2014
Materia: Querrela infraccional y demanda civil por infracción a la Ley del Consumidor.
Cuantía: M\$ 350.000.
Estado: Etapa de discusión.

30.1.12.-Nombre del Juicio: "Costes con Alvarez y Castillo Compañía Limitada y Otros".

Fecha inicio: 05 de enero de 2015.
Tribunal: Juzgado de Letras del Trabajo de Valparaíso.
Rol N°: 0-1212-2014
Materia: Demanda por indemnización de perjuicio en materia laboral, con motivo de un accidente laboral.
Cuantía: M\$ 70.000.
Estado: Citación para audiencia preparatoria para el día 20 de abril de 2015.

30.1.13.-Nombre del Juicio: "CGE-D, Conafe y otros con Colbún".

Fecha inicio: 18 de agosto de 2014.
Tribunal: 23° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 14.692-2014
Materia: Nulidad de clausula arbitral de contrato de suministro de fecha 8 de agosto de 2003.
Cuantía: No hay.
Estado: Con fecha 20 de febrero de 2015, la Corte de Apelaciones de Santiago confirmó sentencia que acogió la excepción de incompetencia del tribunal.

Conafe como demandante.

30.1.14.-Nombre del Juicio: "CGED, Conafe, Emelat y Elecda con Transelec y otros".

Fecha: 29 de enero de 2015.
Tribunal: 23° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 29.105-14

Materia: Reembolso del pago de las cantidades abonadas por los demandantes a los usuarios del servicio eléctrico por interrupción del suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central.

Cuantía: M\$ 1.080.888.

Estado: Con fecha 29 de enero de 2015, el tribunal ordenó la notificación por avisos de la demanda, lo que se encuentra pendiente.

CONAFE como continuadora legal de ENELSA:

30.1.15.- Nombre del Juicio: "CGE-D, Enelsa y otros con Colbún".

Fecha inicio: 18 de agosto de 2014.

Tribunal: 23° Juzgado Civil de Santiago.

Rol N°: 14.692-2014

Materia: Nulidad de clausula arbitral de 2 contrato de suministro de fecha 30 de mayo de 2007.

Cuantía: No hay.

Estado: Con fecha 20 de enero de 2015, la Corte de Apelaciones de Santiago confirmó sentencia que acogió la excepción de incompetencia del tribunal.

Empresa Eléctrica Atacama S.A.

30.1.16.- Nombre del juicio: "Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con EMELAT".

Fecha: 14 de octubre de 2011.

Tribunal: 1º Juzgado Civil de Copiapó,

Rol N°: 4281-2011

Materia: Demanda civil indemnización de perjuicios por suspensión de suministros.

Cuantía: M\$ 177.701

Estado: Etapa de pruebas finalizada, con diligencias pendientes.

30.1.17.- Nombre del juicio: "ELECDA y Emelat y otros con ENDESA"

Fecha: 22 de septiembre de 2014.

Tribunal: 7º Juzgado Civil de Santiago.

Rol N°: 14.689-2014

Materia: Nulidad de clausula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.

Cuantía: No hay.

Estado: Etapa de discusión.

30.1.18.- Nombre del juicio: "ELECDA, Emelat y otros con Aes Gener"

Fecha: 05 de agosto de 2014.

Tribunal: 22º Juzgado Civil.

Rol N°: 14722-2014

Materia: Nulidad de clausula arbitral de contrato de suministro de fecha 29 de junio de 2007.

Cuantía: No hay.

Estado: Etapa de discusión.

30.1.19.- Nombre del juicio: "Endesa con Emelat"

Fecha: 20 de noviembre de 2014.
Arbitro: Orlando Poblete Iturrate.
Rol N°: 2083-2014
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: No hay.
Estado: Etapa de discusión.

30.1.20.- Nombre del juicio: "Aes Gener con Emelat"

Fecha: 13 de noviembre de 2014.
Arbitro: Miguel Amunategui Monckeberg.
Rol N°: 2148-2014
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.922.376.
Estado: Etapa de discusión.

Las contingencias enunciadas en el punto 30.1, cuentan la mayoría con seguros, y de ser desfavorables para la Sociedad, éstas no comprometen su patrimonio.

30.2.- Sanciones administrativas:

Empresa Eléctrica Atacama S.A.

Mediante Resolución Exenta N° 02407, de fecha 2 de enero de 2014, notificada a la sociedad con fecha 9 de enero de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 14.370 por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Con fecha 15 de enero de 2014, se interpuso contra dicha resolución recurso de reposición ante la SEC, el que se encuentra pendiente de resolución.

30.3.- Restricciones.

La Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. ha convenido con bancos acreedores y tenedores de bonos correspondientes a la serie D, las siguientes restricciones financieras, medidas sobre la base de los Estados Financieros:

- Razón de endeudamiento: Pasivo exigible sobre patrimonio, menor o igual a 1,2 veces.
- Activos libres de garantías reales: Mayor o igual a 1,2 veces el monto insoluto de deudas financieras sin garantías.
- Patrimonio mínimo: Mayor o igual a UF 4.500.000.
- Activos esenciales: Mayor o igual al 70% del total de activos y 2,0 veces el saldo insoluto de los bonos.
- Activos esenciales sobre deuda (bonos): Activos esenciales sobre Capital insoluto bonos serie D mayor a 2 veces el saldo insoluto de los bonos

Índice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento	Total pasivo / total patrimonio neto	< 1,2 veces	0,65 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	4,45 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 4.500.000	UF 8.996.871	Trimestral	Bonos
Activos esenciales	Activos en sector electricidad, incluido efectivo y equivalentes al efectivo/ Total de Activos	> 70% de Activos Totales	98% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos
Activos esenciales sobre deuda (Bonos)	Activos esenciales /Capital Insoluto Bonos serie D	Activos Esenciales > 2 veces saldo insoluto bonos	7,9 Veces	Trimestral	Bonos

La Subsidiaria de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., que se encuentran en consolidación no está sujeta a restricciones o covenants.

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de marzo de 2015 la Sociedad se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL

La distribución de personal de la Sociedad y subsidiaria, para el período terminado al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-03-2015				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Gerencia Zonal IV	1	25	14	40	40
Gerencia Zonal V	1	20	12	33	34
GZIV- Elqui	0	36	39	75	75
GZV- Illapel	0	64	11	75	75
GZV- La Ligua	0	16	8	24	24
GZV- Viña del Mar	0	21	13	34	34
GZV- Ovale	0	22	11	33	34
Emel Atacama S.A.	0	126	2	128	128
Total	2	330	110	442	444

Subsidiaria / área	31-12-2014				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Gerencia	0	1	0	1	7
Gerencia Zonal IV	2	23	13	38	26
Gerencia Zonal V	1	21	9	31	18
GZIV- Elqui	0	36	39	75	56
GZV- Illapel	0	64	11	75	56
GZV- La Ligua	0	16	8	24	17
GZV- Viña del Mar	0	21	13	34	25
GZV- Ovale	0	23	12	35	23
Emel Atacama S.A.	1	120	3	124	126
Total	4	325	108	437	355

32.- MEDIO AMBIENTE

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., y su subsidiaria Emel participan 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.

32.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de marzo de 2015, fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados 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.

Marcelo Jacard Besoain
Subgerente Corporativo de Contabilidad

Eduardo Apablaza Dau
Gerente General