EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2011 y 2010

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
INDICE

			Página Nº
I.-	INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.		6
II.-	ESTADOS FINANCIEROS.		
	ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.		
	Activos.		7
	Patrimonio Neto y Pasivos.		8
	ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.		9
	ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.		10
	ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.		11
	ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.		13
III.-	NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.		
1.-	INFORMACION GENERAL.		14
2.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.		14
	2.1.-	Bases de preparación de los estados financieros.	14
	2.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	15
	2.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2011, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	16
	2.4.-	Transacciones en moneda extranjera.	18
	2.5.-	Información financiera por segmentos operativos.	19
	2.6.-	Propiedades, planta y equipo.	19
	2.7.-	Propiedades de inversión.	21
	2.8.-	Activos intangibles.	21
	2.9.-	Costos por intereses.	21
	2.10.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	21
	2.11.-	Activos financieros.	22
	2.12.-	Inventarios.	22
	2.13.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	22
	2.14.-	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	23
	2.15.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	23
	2.16.-	Capital social.	23
	2.17.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	24
	2.18.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	24
	2.19.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	24
	2.20.-	Beneficios a los empleados.	24

			Página Nº
	2.21.-	Provisiones.	26
	2.22.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	26
	2.23.-	Reconocimiento de ingresos.	26
	2.24.-	Contratos de construcción.	27
	2.25.-	Distribución de dividendos.	27
3.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.		27
	3.1.-	Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	27
	3.2.-	Riesgo financiero.	34
	3.3.-	Control interno.	39
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.		39
	4.1.-	Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	39
	4.2.-	Tasaciones de propiedad, planta y equipo.	40
5.-	EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.		40
6.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.		41
7.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.		43
	7.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	44
	7.2.-	Directorio y Gerencia de la Sociedad.	47
8.-	INVENTARIOS.		48
9.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.		48
10.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.		48
11.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.		49
	11.1.-	Composición del rubro.	49
	11.2.-	Inversiones en asociadas.	49
12.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.		50
	12.1.-	Composición y movimiento de los activos intangibles.	50
	12.2.-	Activos intangibles con vida útil indefinida.	52
13.-	PROPIEDADES DE INVERSION.		53

		Página Nº
13.1.-	Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	53
13.2.-	Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	53
13.3.-	Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	53
14.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	54
14.1.-	Vidas útiles.	54
14.2.-	Detalle de los rubros.	54
14.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	56
14.4.-	Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	57
14.5.-	Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	57
14.6.-	Costo por intereses.	57
14.7.-	Información a considerar sobre los activos revaluados.	57
15.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.	59
15.1.-	Activos por impuestos diferidos.	59
15.2.-	Pasivos por impuestos diferidos.	59
15.3.-	Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	59
15.4.-	Compensación de partidas.	60
16.-	PASIVOS FINANCIEROS.	60
16.1.-	Clases de otros pasivos financieros.	60
16.2.-	Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	61
17.-	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	62
17.1.-	Pasivos acumulados (o devengados).	62
18.-	OTRAS PROVISIONES.	62
18.1.-	Provisiones - Saldos.	62
18.2.-	Movimiento de las provisiones.	63
19.-	PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	64
19.1.-	Detalle del rubro.	64
19.2.-	Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	64
19.3.-	Balance de las obligaciones post empleo y similares.	64
19.4.-	Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	65
19.5.-	Hipótesis actuariales.	65

			Página Nº
20.-	OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.		65
	20.1.-	Ingresos diferidos.	66
	20.2.-	Contratos de construcción.	66
21.-	PATRIMONIO NETO.		67
	21.1.-	Capital suscrito y pagado.	67
	21.2.-	Número de acciones suscritas y pagadas.	67
	21.3.-	Política de dividendos.	67
	21.4.-	Dividendos.	67
	21.5.-	Reservas.	68
	21.6.-	Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	69
22.-	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.		69
	22.1.-	Ingresos ordinarios.	69
	22.2.-	Otros ingresos por función.	70
23.-	COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.		70
	23.1.-	Gastos por naturaleza.	70
	23.2.-	Gastos de personal.	70
	23.3.-	Depreciación y amortización.	71
	23.4.-	Otras ganancias (pérdidas).	71
24.-	RESULTADO FINANCIERO.		72
25.-	GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.		72
	25.1.-	Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	72
	25.2.-	Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	73
	25.3.-	Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	73
26.-	GANANCIA POR ACCION.		74
27.-	INFORMACION POR SEGMENTO.		74
	27.1.-	Criterios de segmentación.	74
	27.2.-	Cuadros de resultados.	75
28.-	CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.		76

		Página Nº
	28.1.- Juicios y otras acciones legales.	76
	28.2.- Sanciones administrativas.	77
	28.3.- Restricciones.	77
29.-	GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	77
30.-	DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	77
31.-	MEDIO AMBIENTE.	78
32.-	HECHOS POSTERIORES.	78

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Santiago, 24 de febrero de 2012

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y a los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en las auditorías que efectuamos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría también comprende una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

PricewaterhouseCoopers

Anthony J.F. Dawes
RUT: 4.576.198-3

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M$))

ACTIVOS	Nota	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	833.327	1.148.072
Otros activos no financieros.	10	34.884	35.501
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	12.230.408	11.739.525
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	2.836.161	2.876.963
Inventarios.	8	109.640	2.234
Activos por impuestos.	9	0	198.073
Total activos corrientes		**16.044.420**	**16.000.368**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por cobrar.	6	668.881	686.493
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	0	368
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	11	1.828.032	1.803.373
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	17.780	8.741
Propiedades, planta y equipo.	14	60.003.263	56.151.364
Propiedad de inversión.	13	2.057.540	3.424.134
Total activos no corrientes		**64.575.496**	**62.074.473**
TOTAL ACTIVOS		**80.619.916**	**78.074.841**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	384.448	315.808
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	17	8.822.510	7.875.488
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	874.881	605.988
Otras provisiones.	18	629.868	621.025
Pasivos por impuestos.	9	456.538	0
Otros pasivos no financieros.	20	187.022	300.738
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su		**11.355.267**	**9.719.047**
Total pasivos corrientes		**11.355.267**	**9.719.047**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	24.238.016	23.711.257
Otras cuentas por pagar.	17	317.951	330.545
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	0	42.189
Pasivo por impuestos diferidos.	15	665.168	1.229.951
Provisiones por beneficios a los empleados.	19	1.723.787	1.607.644
Otros pasivos no financieros.	20	276.310	549.017
Total pasivos no corrientes		**27.221.232**	**27.470.603**
TOTAL PASIVOS		**38.576.499**	**37.189.650**
PATRIMONIO			
Capital emitido.	21	16.771.834	16.771.834
Ganancias (pérdidas) acumuladas.		15.154.021	13.476.195
Primas de emisión.		138.628	138.628
Otras reservas.	21	9.978.934	10.498.534
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		**42.043.417**	**40.885.191**
Participaciones no controladoras.			0
Total patrimonio		**42.043.417**	**40.885.191**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**80.619.916**	**78.074.841**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del al Nota	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Ingresos de actividades ordinarias.	22	70.504.663	76.359.478
Costo de ventas	23	(58.070.554)	(63.838.473)
Ganancia bruta		**12.434.109**	**12.521.005**
Otros ingresos, por función.	22	164.288	186.385
Gasto de administración.	23	(6.145.514)	(6.261.765)
Otras ganancias (pérdidas).	23	(161.824)	(37.610)
Ingresos financieros.	24	923.498	688.713
Costos financieros.	24	(1.261.057)	(913.960)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	11	74.208	(186.750)
Resultados por unidades de reajuste.	24	(498.070)	(288.639)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		**5.529.638**	**5.707.379**
Gasto por impuestos a las ganancias.	25	(1.044.602)	(937.936)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		**4.485.036**	**4.769.443**
Ganancia (pérdida)		**4.485.036**	**4.769.443**
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		4.485.036	4.769.443
Ganancia (pérdida)		**4.485.036**	**4.769.443**

Ganancias por acción

Ganancia por acción básica y diluida ($ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	26	24,81	26,38
Ganancia (pérdida) por acción básica.		**24,81**	**26,38**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del al Nota	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Ganancia (pérdida)		**4.485.036**	**4.769.443**
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación	**21**	**0**	**5.127.159**
Partcipación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		**0**	**(11.076)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**0**	**5.116.083**
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	21	0	(871.617)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		**0**	**(871.617)**
Otro resultado integral		**0**	**4.244.466**
Total resultado integral		**4.485.036**	**9.013.909**
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		4.485.036	9.013.909
Total resultado integral		**4.485.036**	**9.013.909**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M$))

Al 31 de diciembre de 2011

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2011	**16.771.834**	**138.628**	**11.764.240**	**(1.265.706)**	**10.498.534**	**13.476.195**	**40.885.191**	**40.885.191**
Saldo inicial reexpresado	**16.771.834**	**138.628**	**11.764.240**	**(1.265.706)**	**10.498.534**	**13.476.195**	**40.885.191**	**40.885.191**
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						4.485.036	**4.485.036**	**4.485.036**
Resultado integral.							**4.485.036**	**4.485.036**
Dividendos.						(3.326.810)	**(3.326.810)**	**(3.326.810)**
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(517.192)	(2.408)	**(519.600)**	519.600	**0**	**0**
Total de cambios en patrimonio	**0**	**0**	**(517.192)**	**(2.408)**	**(519.600)**	**1.677.826**	**1.158.226**	**1.158.226**
Saldo final al 31/12/2011	**16.771.834**	**138.628**	**11.247.048**	**(1.268.114)**	**9.978.934**	**15.154.021**	**42.043.417**	**42.043.417**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M$))

Al 31 de diciembre de 2010

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2010	**16.771.834**	**138.628**	**8.900.548**	**(1.255.363)**	**7.645.185**	**10.515.883**	**35.071.530**	**35.071.530**
Saldo inicial reexpresado	**16.771.834**	**138.628**	**8.900.548**	**(1.255.363)**	**7.645.185**	**10.515.883**	**35.071.530**	**35.071.530**
Cambios en patrimonio								
Ganancia (pérdida).						4.769.443	**4.769.443**	**4.769.443**
Otro resultado integral.			4.255.542	(11.076)	**4.244.466**		**4.244.466**	**4.244.466**
Resultado integral.							**9.013.909**	**9.013.909**
Dividendos.						(3.200.248)	**(3.200.248)**	**(3.200.248)**
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(1.391.850)	733	**(1.391.117)**	1.391.117	**0**	**0**
Total de cambios en patrimonio	**0**	**0**	**2.863.692**	**(10.343)**	**2.853.349**	**2.960.312**	**5.813.661**	**5.813.661**
Saldo final al 31/12/2010	**16.771.834**	**138.628**	**11.764.240**	**(1.265.706)**	**10.498.534**	**13.476.195**	**40.885.191**	**40.885.191**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del al Nota	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 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.		84.338.670	94.285.073
Otros cobros por actividades de operación.		298.969	292.989
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(68.758.230)	(79.671.866)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(3.862.858)	(3.459.766)
Otros pagos por actividades de operación.		(1.968.498)	(1.944.341)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		49.549	86.576
Intereses recibidos.		210.913	49.902
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(898.896)	(972.703)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		52.182	(83.843)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**9.461.801**	**8.582.021**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas.	7	(5.905.563)	(6.466.146)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		3.000	1.646
Compras de propiedades, planta y equipo.		(7.247.880)	(3.833.862)
Compras de activos intangibles.		(12.050)	(9.616)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.		1.667.768	0
Cobros a entidades relacionadas.	7	5.953.608	1.609.381
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(5.541.117)**	**(8.698.597)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		0	3.975.999
Total importes procedentes de préstamos.		**0**	**3.975.999**
Dividendos pagados.		(3.431.648)	(3.098.988)
Intereses pagados.		(803.781)	(727.901)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(4.235.429)**	**149.110**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		**(314.745)**	**32.534**
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		**(314.745)**	**32.534**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.		1.148.072	1.115.538
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio.	**5**	**833.327**	**1.148.072**

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (en adelante la "Sociedad"), es una empresa subsidiaria de Emel Norte S.A. (en adelante la "Sociedad Matriz"). Hasta el 31 de diciembre de 2010, la Sociedad Matriz era Empresas Emel S.A., la que se dividió a contar del 1 de enero de 2011, asignando la participación que tenía en Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A a Emel Norte S.A.

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

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Pedro Aguirre Cerda Nº 5558 en la ciudad de Antofagasta en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el Nº 0333 y cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

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

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, fueron aprobados por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 374 de fecha 24 de febrero de 2012, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

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

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

En la preparación de los estados financieros se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A.

En la preparación de estos estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que

involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota Nº 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2011:

- NIC 24 (Revisada) "Revelación de parte relacionadas" emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 "Revelación de parte relacionadas" emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) remueve el requisito para entidades relacionadas del gobierno de revelar todas las transacciones con entidades gubernamentales y sus relacionadas, incorporando precisiones para éstas, clarificando y simplificando la definición de parte relacionada.

- Enmienda a la NIC 32, "Clasificación de derechos de emisión", emitida en octubre de 2009. Para aquellos derechos de emisión ofrecidos por un monto fijo de moneda extranjera, la práctica actual requiere que tales derechos sean registrados como obligaciones por instrumentos derivados. La enmienda señala que si tales instrumentos son emitidos a prorrata a todos los accionistas existentes para una misma clase de acciones por un monto fijo de dinero, éstos deben ser clasificados como patrimonio independientemente de la moneda en la cual el precio de ejercicio está fijado.

- Enmienda a la NIC 34, "Estados financieros interinos", provee una guía ilustrativa de cómo se deben aplicar los principios de revelación de la NIC 34 y requerimientos asociados: Las circunstancias que puedan afectar valores de los instrumentos financieros y su clasificación, cambios en la clasificación de activos financieros, cambios en activos y pasivos contingentes, transferencia de instrumentos financieros entre los diferentes niveles de jerarquía de valor justos.

- NIIF 1, "Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera". Emitida en enero de 2010, aclara la fecha correspondiente a la exención a presentar información comparativa requerida por NIIF 7.

- NIIF 7, "Instrumentos financieros revelaciones", enfatiza la interacción entre lo cuantitativo y lo cualitativo, revelando todo lo asociado a la naturaleza y extensión de los riesgos, asociándolos con el instrumento financiero. La enmienda es aplicable para los períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.

- CINIIF 13, "Programas de fidelización de clientes", El significado del valor justo se clarifica en el contexto de la medición de los créditos entregados como premios en los programas de fidelización de clientes. La enmienda es aplicable para los períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.

- Enmienda a la CINIIF 14, "Pagos anticipados de obligaciones de tener un nivel de financiamiento mínimo", emitida en noviembre de 2009. La enmienda corrige una consecuencia no intencional de la CINIIF 14, "NIC 19-LÍmite en el activo por beneficios definidos, requerimientos de mantener un mínimo de financiación y su interacción". Sin la enmienda las entidades no podían reconocer como un activo lo prepagos efectuados voluntariamente para mantener un financiamiento mínimo. Lo anterior no era lo previsto cuando CINIIF 14 fue emitida y esta enmienda lo corrige. La enmienda es aplicable para períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.

- CINIIF 19, "Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio". Esta enmienda emitida en noviembre de 2009, clarifica los requerimientos de NIIF cuando una entidad renegocia los términos de un pasivo financiero con su acreedor y éste acepta cancelar total o parcialmente la deuda por acciones u otro instrumento de patrimonio y requiere el registro de un resultado calculado como diferencia entre el valor de libros del pasivo y el valor razonable del instrumento de patrimonio emitido a cambio.

- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010 para un conjunto de normas e interpretaciones. Las fechas efectivas de adopción de estas modificaciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.

2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2011, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- Enmienda a la NIC 12, "Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos". Esta enmienda emitida en diciembre de 2010, proporciona una excepción a los principios generales de NIC 12 para propiedades de inversión que se midan usando el modelo del valor razonable contenido en la NIC 40 "Propiedad de inversión". La excepción también aplica a la propiedad de inversión adquirida en una combinación de negocios si luego de la combinación de negocios el adquiriente aplica el modelo del valor razonable contenido en NIC 40. La modificación incorpora la presunción de que las propiedades de inversión valorizadas a valor razonable, se realizan a través de su venta, por lo que requiere aplicar a las diferencias temporales originadas por éstas la tasa de impuesto para operaciones de venta. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2012 y su adopción anticipada está permitida.

- Enmienda a la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros", emitida en junio de 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítems de los Otros Resultados Integrales se deben clasificar y agrupar evaluando si serán potencialmente reclasificados a resultados en ejercicios posteriores. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2012 y su adopción anticipada está permitida.

- Enmienda a la NIIF 1, emitida en diciembre 2010, trata de los siguientes temas: i) Exención para hiperinflación severa, permite a las empresas cuya fecha de transición sea posterior a la normalización de su moneda funcional, valorizar activos y pasivos a valor razonable como costo atribuido; ii) Remoción de requerimientos de fechas fijas: adecúa la fecha fija incluida en la NIIF 1 a fecha de transición, para aquellas operaciones que involucran baja de activos financieros y activos o pasivos a valor razonable por resultados en su

reconocimiento inicial. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no es aplicable a la Sociedad.

- Enmienda a la NIIF 7, "Instrumentos financieros", emitida en octubre de 2010, incrementa los requerimientos de revelación para las transacciones que implican transferencias de activos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no tendrá impactos relevantes en los estados financieros de la Sociedad.

- NIC 19 Revisada, "Beneficios a los Empleados", emitida en junio de 2011, reemplaza a la NIC 19 (1998). Esta norma revisada modifica el reconocimiento y medición de los gastos por planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. Adicionalmente, incluye modificaciones a las revelaciones de todos los beneficios de los empleados. El principal efecto previsto para la Sociedad radica en la eliminación del método "del corredor" utilizado para el reconocimiento de los resultados actuariales derivados de planes de beneficios definidos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida.

- NIIF 9, "Instrumentos financieros" emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros. Posteriormente esta norma fue modificada en noviembre de 2010 para incluir el tratamiento y clasificación de pasivos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que afectará la contabilización de sus activos financieros clasificados como Disponibles para la venta, pero de manera no significativa. La Sociedad no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 9.

- NIIF 10, "Estados financieros consolidados", emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 "Consolidación de entidades de propósito especial" y partes de la NIC 27 "Estados financieros consolidados". Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

- NIIF 11 "Acuerdos conjuntos". Emitida en mayo de 2011, reemplaza a la NIC 31 "Participaciones en negocios conjuntos" y SIC 13 "Entidades controladas conjuntamente". Dentro de sus modificaciones se incluye la eliminación del concepto de activos controlados conjuntamente y la posibilidad de consolidación proporcional de entidades bajo control conjunto. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

- NIIF 12, "Revelación de participaciones en otras entidades". La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

- NIC 27 "Estados Financieros Separados", emitida en mayo de 2011, reemplaza a NIC 27 (2008). El alcance de esta norma se restringe a partir de este cambio sólo a estados financieros separados, dado que los aspectos vinculados con la definición de control y

consolidación fueron removidos e incluidos en la NIIF 10. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

- NIC 28 "Inversiones en asociadas y joint ventures", emitida en mayo de 2011, regula el tratamiento contable de estas inversiones mediante la aplicación del método de la participación. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

- IFRS 13 "Medición del valor razonable", emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma la forma de medir el valor razonable de activos y pasivos y las revelaciones necesarias sobre éste e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición.

- CINIIF 20 ""Stripping Costs" en la fase de producción de minas a cielo abierto"
  Emitida en octubre de 2011, regula el reconocimiento de "Stripping Costs" como un activo, la medición inicial y posterior de este activo. La interpretación exige que las entidades mineras que presentan estados financieros conforme a las NIIF cancelen los activos de "Stripping Costs" existentes con las ganancias acumuladas iniciales cuando los activos no puedan ser atribuidos a un componente identificable de un yacimiento. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

La Administración de la Sociedad está evaluando la aplicación e impactos de los citados cambios, pero estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, y que puedan aplicar a la Sociedad no tendrán un impacto significativo en los estados financieros de la Sociedad en el período de su primera aplicación.

2.4.- Transacciones en moneda extranjera.

2.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

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

2.4.2.- Transacciones y saldos.

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

2.4.3.- Tipos de cambio.

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

Fecha	CL$ / US$	CL$ / UF
31/12/2010	468,01	21.455,55
31/12/2011	519,20	22.294,03

CL$: Pesos chilenos.
US$: Dólar estadounidense.
UF : Unidad de Fomento.

2.5.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico regulado y no regulados para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 27.

2.6.- Propiedades, planta y equipo.

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

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

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

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

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

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

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

- Gatos de personal relacionado en forma directa a 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 reservas o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

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

El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan, y ajustan, si es necesario, en cada cierre del 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 reservas o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

2.7.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por la Sociedad.

El criterio de valorización inicial de las propiedades de inversión es al costo y la medición posterior es a su valor razonable, por medio de retasaciones independientes que reflejan su valor de mercado.

2.8.- Activos intangibles.

2.8.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo. La explotación de dichos derechos tiene una vida útil definida e indefinida. Los que tienen una vida útil indefinida no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio o período 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.

2.8.2.- Programas informáticos.

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

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

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

2.9.- Costos por intereses.

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

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

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

reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

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

2.11.- Activos financieros.

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

La Sociedad, al cierre de estos estados financieros, sólo presenta activos financieros clasificados en préstamos y cuentas por cobrar, que se definen como activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del estado 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.

2.12.- Inventarios.

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

Los costos de construcción de obras eléctricas para terceros y de las obras en curso, 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 no incluye los costos por intereses.

El valor neto realizable de los bienes es el precio de venta estimado o contrato de construcción de corresponder.

2.13.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen a su valor nominal ya que los plazos medios de vencimiento no superan los 20 días, los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos.

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.

Los deudores comerciales se reducen por medio de la cuenta de provisión para cuentas incobrables y el monto de las pérdidas se reconoce con cargo al estado de resultados en el rubro de Gastos de Administración. 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 con crédito a la cuenta gastos de administración en el estado de resultados por función.

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

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

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

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

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

2.15.- 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 y los sobregiros bancarios. En el estado intermedio de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasificarían como Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

2.16.- 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.

2.17.- 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.

2.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

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

2.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio o 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 provenientes 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 impuestos 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 puedan compensar dichas diferencias.

2.20.- Beneficios a los empleados.

2.20.1.- 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.

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

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

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

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera intermedio es el valor presente de la obligación del beneficio definido más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas 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 las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad 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.

Las ganancias y pérdidas actuariales se tratan de acuerdo al método de la banda de fluctuación o corredor y, si corresponde, se amortizan a resultados de acuerdo con lo dispuesto por NIC 19, cuando su importe acumulado excede el 10% del valor presente de la obligación, en tal caso, el excedente se lleva a resultados en el plazo estimado remanente de la relación laboral de los empleados. Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados.

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

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 2.20.2, se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido ya sea:

i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o

ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

2.20.4.- Participación en las utilidades.

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

2.21.- Provisiones.

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

Las provisiones para, 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 del estado 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.

2.22.- 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 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.

2.23.- Reconocimiento de ingresos.

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

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

2.23.1.- Ventas de electricidad.

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

2.23.2.- Ingresos por intereses.

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

2.24.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance. 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.

2.25.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el período en que son declarados y aprobados por los accionistas 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.

3. POLITICA DE GESTION DE RIESGOS

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

3.1. Descripción del mercado donde opera la Sociedad

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

3.1.1. Aspectos regulatorios

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

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

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

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

Durante el año 2011 continuó el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, el cual fue iniciado en el año 2009.

Así, mediante Resolución Exenta N° 92 del 21 de febrero de 2011, la CNE aprobó y puso en conocimiento de las empresas subtransmisoras, participantes y usuarios e instituciones interesadas el Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

Sin perjuicio de lo anterior, mediante Resolución Exenta N° 130 del 15 de marzo de 2011, la CNE modificó dicho Informe Técnico.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 154 del 28 de marzo de 2011, la CNE suspendió la ejecución de la Resolución N° 130/2011, mientras no se resolviera el

recurso de reposición interpuesto por la empresa Transnet en contra de la citada Resolución N° 130/2011.

Luego, mediante Resolución Exenta N° 228 del 4 de mayo de 2011, la CNE acogió el recurso, aprobando en su Resolución Exenta N° 250, del 13 de mayo de 2011, la rectificación al Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

El 3 de junio de 2011, Emel Norte, en conjunto con otras empresas distribuidoras del Grupo CGE, presentó sus discrepancias respecto del Informe Técnico ya mencionado, referidas a:

- Inclusión del Valor Anual de Subtransmisión (VASTx) exclusivamente en el peaje por energía, lo que afecta negativamente los márgenes de distribución de las empresas.

- Definición de factores de ajustes de inyección de energía y potencia (FAIE y FAIP) por sistema, lo que produce subsidios entre las empresas que efectúan los pagos de peajes de Subtransmisión.

Los días 16 y 17 de junio de 2011 se realizó la correspondiente audiencia pública.

El 8 de agosto de 2011, el Panel de Expertos emitió su dictamen respecto de las discrepancias efectuadas por las empresas participantes y usuarios interesados del proceso, desestimando aquellas presentadas por Emel Norte S.A.

Finalmente, mediante carta de la CNE N° 548 del 26 de octubre de 2011, la CNE comunicó la publicación del detalle de la implementación de los dictámenes del Panel de Expertos N° 4 al N° 10 de 2011.

Actualmente se encuentra pendiente de publicación el decreto que fije las tarifas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

3.1.2. Mercado de distribución de electricidad

ELECDA participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 155.739 clientes en la Región de Antofagasta, con ventas físicas que alcanzaron a 760 GWh al cierre del ejercicio 2011.

Contratos de suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora, contaba con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado para los clientes del SING con el generador GasAtacama. Este contrato estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2011. Por otra parte, durante el ejercicio 2009, vía licitación pública se firmó el contrato de suministro de energía y potencia con E-CL, el cual entrará en vigencia desde enero 2012 por un período de 15 años (dic-2026).

Cabe mencionar que la porción del SIC de ELECDA, cuenta con contratos de suministro a precio licitado con ENDESA y GENER con vigencia desde enero de 2010 y hasta el 2019 y 2024, respectivamente.

Demanda

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

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

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

Precios

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

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

Valor Agregado de Distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2012 en el SING y de 2010 en el SIC, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II); un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la

compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

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, la CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del 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 la CNE.

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 Supremo N° 197 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 04 de diciembre de 2009, publicado en el Diario Oficial del 04 de diciembre de 2009.

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

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

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

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

3.1.3. Mercado de transmisión de electricidad

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

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

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

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

La Tarifa resultante, garantiza una rentabilidad anual sobre los activos del 10%, y se ajusta cada 6 meses considerando variables como el índice de precios al por mayor de manufacturas nacionales (IPMN), índice de precios al por mayor de bienes importados (IPMBI), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del Acero, Cobre, y Aluminio.

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

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las publicadas en el decreto N° 320, del 09 de enero de 2009, las que tendrán vigencia hasta el 31 de octubre de 2010 y que han sido aplicadas durante el ejercicio 2011 en espera de la publicación de un nuevo decreto.

Precios

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

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

vigente. Su aplicación se refleja en el último decreto que fija las tarifas de subtransmisión, publicado el 9 de enero de 2009, que rigen desde el 14 de enero de ese año y que tendrán vigencia hasta el 31 de octubre de 2010, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideran tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2006 al 2010.

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

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

Demanda

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

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

3.2. Riesgo financiero

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

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

3.2.1 Riesgo de tipo de cambio

Debido a que los negocios en que participan las empresas y entre las cuales está La Sociedad, son fundamentalmente en pesos, CGE, ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del ejercicio 2011, la deuda financiera de ELECDA alcanzó a M$ 24.622.464 la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

2011	M$	%
Deuda en pesos o UF	24.622.464	100%
Total deuda financiera	**24.622.464**	**100%**

2010	M$	%
Deuda en pesos o UF	24.027.065	100%
Total deuda financiera	**24.027.065**	**100%**

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

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF en el ejercicio, se observa un impacto negativo de M$ 518.600.

2011		UF	M$
AL 31-12-2010	No se amortiza en 12 meses Efecto amortización	618.500	13.270.258
Al 31/12/2011		**618.500**	**13.788.858**
Efecto por unidad de reajuste			**518.600**

2010		UF	M$
AL 31-12-2009	No se amortiza en 12 meses Efecto amortización	618.500 309.300	12.953.171 19.442
Al 31/12/2010		**618.500**	**13.270.258**
Efecto por unidad de reajuste			**297.645**

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

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una utilidad por la variación de la unidad de fomento respecto del peso o una pérdida de M$ 137.889 para el ejercicio recién concluido.

3.2.2 Riesgo de tasa de interés

Al cierre del ejercicio, la deuda financiera de Elecda se encuentra estructurada en un 27% a tasa fija y en un 73% a tasa variable.

2011	M$	%
Deuda a tasa Fija	6.615.641	27%
Deuda a tasa variable	18.006.823	73%
Total deuda Financiera	**24.622.464**	**100%**

2010	M$	%
Deuda a tasa Fija	6.614.651	28%
Deuda a tasa variable	17.412.414	72%
Total deuda Financiera	**24.027.065**	**100%**

Al efectuar un análisis de sensibilidad de la deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M$ 180.068 de mayor gasto por intereses.

3.2.3 Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

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

A nivel del Grupo CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la Compañía. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus subsidiarias.

El flujo que genera la deuda financiera de ELECDA se ha estructurado en un 4% a corto plazo y un 96% a largo plazo mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

M$ al 31/12/11	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	939.929	25.026.034	25.965.963
	4%	**96%**	**100%**

M$ al 31/12/10	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	792.144	25.114.160	25.906.303
	3%	**97%**	**100%**

3.2.4 Riesgo de crédito

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

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los tres clientes más grandes equivalen a un 5,13% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2011	Ventas	Clientes
Residencial	45,62%	145.993
Industrial	19,06%	570
Comercial	29,91%	7.612
Otros	5,41%	1.564
Total	**100%**	**155.739**

2010	Ventas	Clientes
Residencial	43,97%	142.555
Industrial	22,31%	556
Comercial	28,16%	7.600
Otros	5,56%	1.465
Total	**100,00%**	**152.176**

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 39% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

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

3.2.5 Riesgo de liquidez

3.2.5.1 Efecto en flujo de caja por cambios de precios de nudo

El precio de nudo, en conformidad a la legislación vigente, es revisado y actualizado cada seis meses, en mayo y noviembre de cada año. El precio de nudo, que es el precio al cual compran las empresas distribuidoras a las generadoras, es traspasado a clientes finales a través de la tarifa de venta; es decir, el fundamento de la ley es que las empresas distribuidoras obtengan su margen exclusivamente a través del Valor Agregado de Distribución.

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en el flujo de caja de las empresas distribuidoras, fenómeno que se origina por la diferencia en las condiciones de aplicación de dichos precios en la compra y en la venta.

En efecto, cuando se produce un cambio en el precio de nudo, la energía comprada en un determinado mes, se paga completamente considerando este nuevo precio de nudo; sin embargo, el traspaso de este nuevo precio hacia los clientes finales se realiza de forma paulatina, debido a que en el transcurso de un mes se realizan varios procesos de facturación; es decir, se toma lectura y se emiten boletas y facturas en distintas fechas del mes, lo que origina que a cada proceso le corresponda una tarifa de venta que resulta de ponderar la nueva tarifa y la anterior según esas fechas. Por ejemplo, si a un cliente se le toma lectura el día 20 de un mes, entonces las unidades físicas registradas serán valorizadas a una tarifa de venta que resulta de ponderar por 10/30 la tarifa del mes anterior y por 20/30 la nueva tarifa.

Para el ejercicio 2011, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incremente el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 68% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

3.2.5.2 Efecto en flujo de caja por cambios en el perfil de pago de los clientes

En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. La legislación aporta con un factor importante para mitigar este riesgo, el cobro por Pago Fuera de Plazo que faculta a las distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos en la Sociedad.

3.2.6 Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 31 de diciembre 2011. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

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

Pasivos Financieros 2011 M$	Valor Libro al 31-12-2011 M$	Valor Justo al 31-12-2011 M$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	24.622.464	24.324.727	-1,2%

Pasivos Financieros 2010 M$	Valor Libro al 31-12-2010 M$	Valor Justo al 31-12-2010 M$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	24.027.065	23.297.085	-3,0%

3.3 Control interno

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde el Grupo CGE.

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

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

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

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

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad ("los beneficios") depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando diversos 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

bonos corporativos de alta calidad 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 Nota Nº 19 se presenta información adicional al respecto.

4.2.- Tasaciones de propiedad, planta y equipo.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de subtransmisión 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 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 & Agg.

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

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Efectivo en caja.	521.088	658.521
Saldos en bancos.	312.239	489.551
Total	**833.327**	**1.148.072**

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluidos en los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no difieren del presentado en el estado de flujo de efectivo.

6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Deudores comerciales, neto.	11.569.784	11.025.874	105.451	80.173
Otras cuentas por cobrar, neto.	660.624	713.651	563.430	606.320
Total	**12.230.408**	**11.739.525**	**668.881**	**686.493**

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Deudores comerciales, bruto.	12.368.603	11.830.141	105.451	80.173
Otras cuentas por cobrar, bruto.	712.566	794.230	563.430	606.320
Total	**13.081.169**	**12.624.371**	**668.881**	**686.493**

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vigentes o por vencer y no deteriorados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Con vencimiento menor de tres meses.	6.774.420	4.699.606	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	86.302	111.396	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	198.286	261.311	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	668.881	686.493
Total	**7.059.008**	**5.072.313**	**668.881**	**686.493**

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos pero no deteriorados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Con vencimiento menor de tres meses.	3.538.739	5.668.227
Con vencimiento entre tres y seis meses.	264.288	357.214
Con vencimiento entre seis y doce meses.	346.171	341.484
Con vencimiento mayor a doce meses.	1.872.963	1.185.133
Total	**6.022.161**	**7.552.058**

El detalle del deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	Corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Deudores comerciales.	798.819	804.267
Otras cuentas por cobrar.	51.942	80.579
Total	**850.761**	**884.846**

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Saldo inicial.	884.846	832.963
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del periodo ó ejercicio.	(34.000)	(128.824)
Aumento (disminución) del periodo ó ejercicio.	(85)	180.707
Total	**850.761**	**884.846**

El detalle en resultados del deterioro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, por rubros es el siguiente:

Efecto en resultado de la provisión en el periodo	Saldo al	
	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Deudores comerciales.	(5.448)	73.926
Otras cuentas por cobrar.	5.363	(22.043)
Total	**(85)**	**51.883**

El valor justo de 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 les adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

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

Calidad Crediticia.

En materia de energía eléctrica, las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley Nº 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo Nº 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. Nº 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. Nº 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, podemos concluir que, las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

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

Las transacciones con entidades relacionadas son de pago/cobro inmediato o hasta 90 días, exceptuando los préstamos o deudas a largo plazo y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en los artículos Nº 44 y 89 de la Ley Nº 18.046, sobre Sociedades Anónimas. No existen deudas de dudoso cobro, razón por la cual no se ha constituido una provisión de deterioro para estas transacciones.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz y CGE, sociedad controladora, 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 entidades relacionadas durante el período, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, las cuales no se entienden como transacciones.

7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

7.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al		
							Corrientes		No corrientes
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$	31/12/2010 M$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Hasta 90 días	Ex - Matriz	CL $	0	48.162	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	286	696	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	792	1.634	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL $	297.088	256.363	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Coligante	CL $	0	0	368
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL $	708	599	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	0	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Coligada	CL $	105.723	41.182	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	143	16.259	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	6.624	47.041	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL $	2.424.100	2.465.027	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Venta de energia	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	373	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL $	324	0	0
			TOTALES				**2.836.161**	**2.876.963**	**368**
			TOTALES desde el estado de situación financiera				**2.836.161**	**2.876.963**	**368**

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al		
							Corrientes		No corrientes
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$	31/12/2010 M$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Ex - Matriz	CL$	0	8.635	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Ex - Matriz	CL$	0	0	42.189
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	1.534	171	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	1.455	2.782	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL$	3.717	3.645	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL$	1.235	13.375	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	162	33	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL$	24.342	4.718	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	21.587	15.220	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	100.548	33.559	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	93.821	3.113	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	387.174	405.994	0
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Coligante	CL$	0	98.772	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL$	201.428	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	1.987	15.856	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	3.714	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	63	115	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL$	32.114	0	0
	TOTALES						**874.881**	**605.988**	**42.189**

7.1.3.- Transacciones con entidades relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01-01-2011 31-12-2011 monto M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	01-01-2010 31-12-2010 monto M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL $	48.045	218.031	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL $	0	0	4.856.765	56.229
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Ex - Matriz	Servicios recibidos	CL $	577.225	(577.225)	2.055.831	(2.055.831)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Ex - Matriz	Compra de materiales	CL $	35.850	0	108.084	(4.265)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL $	96	(96)	629.576	(629.576)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL $	0	0	598.357	(598.357)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Servicios prestados	CL $	44.241	44.241	22.008	22.008
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Compra de materiales	CL $	15.720	0	64.000	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Venta de materiales	CL $	0	0	39.165	39.165
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Coligante	Compra de materiales	CL $	12.000	0	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Coligante	Servicios recibidos	CL $	0	0	19.250	(19.250)
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL $	228.673	228.673	221.497	221.497
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de materiales	CL $	53.159	0	18.176	18.176
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía	CL $	1.524	1.524	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL $	1.185	(1.185)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	151.600	(151.600)	133.088	(133.088)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	1.944	(1.710)	4.416	(154)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL $	37.159	37.159	38.812	38.812
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL $	29.928	29.928	58.714	58.714
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de gastos	CL $	285	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL $	246.132	(246.132)	210.005	(210.005)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	0	0	1.126	(1.126)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	872.971	(872.971)	779.262	(779.262)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL $	38.833	(38.833)	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL $	7.449	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	12.300	(12.300)	3.864	(3.864)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	2.381.631	(194.144)	1.329.509	(184.645)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL $	0	0	10.929	10.929
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL $	31.674	(31.674)	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL $	146	146	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	153.094	0	31.841	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	169.511	(169.511)	25.961	(25.961)
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL $	1.834	1.834	1.304	1.304
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL $	1.128	(1.128)	1.124	(1.124)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	36.756	(36.756)	93.583	(93.583)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL $	0	0	13.796	13.796
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL $	86.875	(86.875)	65.968	(65.968)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	22.763	(22.763)	42.344	(42.344)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	1.008	(444)	2.900	(2.900)
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL $	1.177.970	(1.177.970)	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL $	76.499	0	0	0
76.348.900-0	Energia del Limari S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL $	25	(25)	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	73.706	0	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL $	119	(119)	0	0

7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de la Sociedad está compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un período de 2 años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 16 de abril de 2010 se reeligió íntegramente el Directorio de la Sociedad, de acuerdo a lo siguiente:

Pablo Guarda Barros	Director Titular
Gonzalo Rodríguez Vives	Director Titular
Jorge Eduardo Marín Correa	Director Titular
José Luis Hornauer Herrmann	Director Titular
Pablo José Pérez Cruz	Director Titular

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente zonal, un Subgerente comercial y un Subgerente de operaciones. Además, esta Sociedad gerencialmente depende de Emel Norte S.A.

7.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo Nº 33 de la Ley Nº 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 11 de marzo de 2011, acordó no remunerar a sus integrantes.

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del Equipo Gerencial clave del la Sociedad asciende a M$ 241.171 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, (M$ 240.390 en el ejercicio 2010).

La Sociedad ha establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de la Sociedad. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

8.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Clases de inventarios	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Mercaderías para la venta.	11.838	11.838
Trabajos en curso.	107.929	523
Provisión de deterioro.	(10.127)	(10.127)
Total	**109.640**	**2.234**

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Activos por impuestos	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Pagos provisionales mensuales.	1.117.209	1.157.271
Créditos al impuesto.	25.511	107.634
Total	**1.142.720**	**1.264.905**

Pasivos por impuestos	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Impuesto a la renta de primera categoría.	1.599.258	1.066.832
Total	**1.599.258**	**1.066.832**

El siguiente resumen cuadra la aplicación entre activos y pasivos por impuestos con el fisco.

Activos / pasivos por impuestos, neto	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Activos por impuestos por cobrar.	**0**	**198.073**
Pasivos por impuestos por pagar.	**456.538**	**0**

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Gastos pagados por anticipado.	17.878	0
Garantías de arriendo.	0	20.501
Boletas en garantía.	17.006	15.000
	34.884	**35.501**

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

11.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2011.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 31/12/2010 M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Dividendos recibidos M$	Saldo al 31/12/2011 M$
Inversiones en asociadas.	**1.803.373**	74.208	(49.549)	**1.828.032**
TOTALES	**1.803.373**	**74.208**	**(49.549)**	**1.828.032**

Al 31 de diciembre de 2010.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2010 M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Dividendos recibidos M$	Otro incremento (decremento) M$	Saldo al 31/12/2010 M$
Inversiones en asociadas.	**2.087.774**	(186.750)	(86.576)	(11.075)	**1.803.373**
TOTALES	**2.087.774**	**(186.750)**	**(86.576)**	**(11.075)**	**1.803.373**

11.2.- Inversiones en asociadas.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31/12/2010 M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Dividendos recibidos M$	Otro incremento (decremento) M$	Saldo al 31/12/2011 M$
Transemel S.A.	Chile	CL $	11,00000%	11,00000%	**1.803.373**	74.208	(49.549)	0	**1.828.032**
				TOTALES	**1.803.373**	**74.208**	**(49.549)**	**0**	**1.828.032**

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2010 M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Dividendos recibidos M$	Otro incremento (decremento) M$	Saldo al 31/12/2010 M$
Transemel S.A.	Chile	CL $	11,00000%	11,00000%	2.087.774	(186.750)	(86.576)	(11.075)	**1.803.373**
				TOTALES	**2.087.774**	**(186.750)**	**(86.576)**	**(11.075)**	**1.803.373**

11.2.2.- Información en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Inversiones en asociadas	31/12/2011								
	% Participación	Activos corrientes M$	Activos no corrientes M$	Total activos asociada M$	Pasivos corrientes M$	Total pasivos asociada M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (pérdida) neta M$
Transemel S.A.	11,00000%	1.102.233	24.420.467	**25.522.700**	8.904.230	**8.904.230**	3.138.980	(2.464.362)	**674.618**
TOTALES		**1.102.233**	**24.420.467**	**25.522.700**	**8.904.230**	**8.904.230**	**3.138.980**	**(2.464.362)**	**674.618**

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Inversiones en asociadas	31/12/2010								
	% Participación	Activos corrientes M$	Activos no corrientes M$	Total activos asociada M$	Pasivos corrientes M$	Total pasivos asociada M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (pérdida) neta M$
Transemel S.A.	11,00000%	1.090.947	22.797.903	**23.888.850**	1.772.997	**7.494.549**	3.490.489	(5.188.214)	**(1.697.725)**
TOTALES		**1.090.947**	**22.797.903**	**23.888.850**	**1.772.997**	**7.494.549**	**3.490.489**	**(5.188.214)**	**(1.697.725)**

12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

12.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por servidumbres y programas informáticos.

Su detalle al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Programas informáticos, neto.	10.757	1.718
Otros activos intangibles identificables, neto.	7.023	7.023
Total	**17.780**	**8.741**

Clases de activos intangibles, bruto	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Programas informáticos, bruto.	2.560.938	2.548.968
Otros activos intangibles identificables, bruto.	7.023	7.023
Total	**2.567.961**	**2.555.991**

Clases de amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2010 M$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	2.547.250
Total	**2.547.250**

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2010 M$
Activos intangibles de vida finita, neto.	2.547.250
Total	**2.547.250**

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro de intangibles al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

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

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	2011		
	Programas informáticos, neto M$	Otros activos intangibles identificables, neto M$	Activos intangibles identificables, neto M$
Saldo inicial al 01/01/2011	**1.718**	**7.023**	**8.741**
Adiciones.	12.050	0	**12.050**
Amortización.	(2.931)	0	**(2.931)**
Otros incrementos (disminuciones).	(80)	0	**(80)**
Cambios, total	**9.039**	**0**	**9.039**
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2011	**10.757**	**7.023**	**17.780**

Movimientos en activos intangibles	2010		
	Programas informáticos, neto M$	Otros activos intangibles identificables, neto M$	Activos intangibles identificables, neto M$
Saldo inicial al 01/01/2010	**2.740**	**7.023**	**9.763**
Amortización.	(1.022)	0	**(1.022)**
Cambios, total	**(1.022)**	**0**	**(1.022)**
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2010	**1.718**	**7.023**	**8.741**

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su período de amortización al 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Detalle de otros activos intangibles identificables al 31/12/2011	Importe en libros de activo individual intangible significativo M$	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	5.612	Vida útil indefinida
Otros.	1.411	Vida útil indefinida
Total	**7.023**	

El cargo a resultados por amortización de intangibles, registrado en el gasto de administración, al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detalla a continuación.

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Gastos de administración.	2.931	1.022
Total	**2.931**	**1.022**

12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

12.2.1.- Servidumbres.

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

13.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Saldo Inicial	**3.424.134**	**3.061.849**
Retiros, propiedades de inversión.	(1.443.979)	0
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	77.385	362.285
Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total	**(1.366.594)**	**362.285**
Total	**2.057.540**	**3.424.134**

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	2.057.540	3.424.134
Total	**2.057.540**	**3.424.134**

13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	164.288	186.385

14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

14.1.- Vidas útiles.

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

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

14.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Construcciones en curso.	**4.846.638**	**2.740.769**
Terrenos.	**1.600.552**	**1.556.514**
Edificios.	**1.637.498**	**1.464.213**
Planta y equipo.	**49.093.481**	**48.398.056**
Subestaciones de poder.	10.800.156	10.141.056
Lineas de transporte energía.	2.616.467	2.770.797
Subestaciones de distribución.	6.465.818	6.376.624
Líneas y redes de media y baja tensión.	28.166.272	27.945.559
Medidores.	1.044.768	1.164.020
Equipamiento de tecnología de la información.	**23.426**	**26.783**
Instalaciones fijas y accesorios.	**1.053.091**	**796.282**
Equipos de comunicaciones.	84.502	54.552
Herramientas.	503.828	415.437
Muebles y útiles.	140.173	83.486
Instalaciones y accesorios diversos.	324.588	242.807
Vehículos de motor.	**435.578**	**469.608**
Otras propiedades, planta y equipo.	**1.312.999**	**699.139**
Total	**60.003.263**	**56.151.364**

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

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Construcciones en curso.	**4.846.638**	**2.740.769**
Terrenos.	**1.600.552**	**1.556.514**
Edificios.	**2.256.701**	**2.041.467**
Planta y equipo.	**64.867.718**	**62.390.658**
Subestaciones de poder.	12.302.543	11.321.913
Lineas de transporte energía.	4.743.710	4.737.771
Subestaciones de distribución.	9.319.517	9.033.425
Líneas y redes de media y baja tensión.	35.990.392	34.807.809
Medidores.	2.511.556	2.489.740
Equipamiento de tecnología de la información.	**110.592**	**107.782**
Instalaciones fijas y accesorios.	**2.747.748**	**2.373.643**
Equipos de comunicaciones.	361.438	317.232
Herramientas.	1.481.765	1.323.316
Muebles y útiles.	330.684	271.391
Instalaciones y accesorios diversos.	573.861	461.704
Vehículos de motor.	**1.123.295**	**1.088.556**
Otras propiedades, planta y equipo.	**1.312.999**	**699.139**
Total	**78.866.243**	**72.998.528**

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

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Edificios.	**619.203**	**577.254**
Planta y equipo.	**15.774.237**	**13.992.602**
Subestaciones de poder.	1.502.387	1.180.857
Lineas de transporte energía.	2.127.243	1.966.974
Subestaciones de distribución.	2.853.699	2.656.801
Líneas y redes de media y baja tensión.	7.824.120	6.862.250
Medidores.	1.466.788	1.325.720
Equipamiento de tecnología de la información.	**87.166**	**80.999**
Instalaciones fijas y accesorios.	**1.694.657**	**1.577.361**
Equipos de comunicaciones.	276.936	262.680
Herramientas.	977.937	907.879
Muebles y útiles.	190.511	187.905
Instalaciones y accesorios diversos.	249.273	218.897
Vehículos de motor.	**687.717**	**618.948**
Total	**18.862.980**	**16.847.164**

El ítem Otras Propiedades, planta y equipo está compuesto por los bienes que se encuentran para ser utilizados en Obras en ejecución y no están sujetos a depreciación dado que no están incorporados a una instalación en uso.

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

El siguiente cuadro muestra el detalle de reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo por clases al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Movimiento año 2011		Construción en curso M$	Terrenos M$	Edificios, neto M$	Planta y equipo, neto M$	Equipamiento de tecnologías de la información, neto M$	Instalaciones fijas y accesorios, neto M$	Vehículos de motor, neto M$	Otras propiedades, planta y equipo, neto M$	Propiedades, planta y equipo, neto M$
Saldo Inicial al 01/01/2011		**2.740.769**	**1.556.514**	**1.464.213**	**48.398.056**	**26.783**	**796.282**	**469.608**	**699.139**	**56.151.364**
Cambios	Adiciones.	5.721.294	0	0	0	0	3.154	0	967.963	**6.692.411**
	Desapropiaciones	0	0	0	0	(108)		0	(2.500)	**(2.608)**
	Retiros.		0	0	(536.626)	(400)	(1.239)	0	(7.809)	**(546.074)**
	Gasto por depreciación.			(41.949)	(2.026.291)	(8.740)	(126.652)	(68.769)	0	**(2.272.401)**
	Otros incrementos (decrementos).	(3.615.425)	44.038	215.234	3.258.342	5.891	381.546	34.739	(343.794)	**(19.429)**
	Total cambios	**2.105.869**	**44.038**	**173.285**	**695.425**	**(3.357)**	**256.809**	**(34.030)**	**613.860**	**3.851.899**
Saldo Final al 31/12/2011		**4.846.638**	**1.600.552**	**1.637.498**	**49.093.481**	**23.426**	**1.053.091**	**435.578**	**1.312.999**	**60.003.263**

Movimiento año 2010		Construción en curso M$	Terrenos M$	Edificios, neto M$	Planta y equipo, neto M$	Equipamiento de tecnologías de la información, neto M$	Instalaciones fijas y accesorios, neto M$	Vehículos de motor, neto M$	Otras propiedades, planta y equipo, neto M$	Propiedades, planta y equipo, neto M$
Saldo Inicial al 01/01/2010		**1.898.200**	**1.322.100**	**1.277.149**	**43.205.791**	**39.845**	**710.973**	**433.716**	**759.303**	**49.647.077**
Cambios	Adiciones.	3.133.349	0	0	0	0	0	64.000	364.005	**3.561.354**
	Desapropiaciones.	0	0	0	0	(1.880)	0	(18.000)	0	**(19.880)**
	Retiros.		0	0	(280.209)	0	0	0	(691)	**(280.900)**
	Gasto por depreciación.			(33.943)	(1.607.551)	(14.921)	(101.419)	(83.697)	0	**(1.841.531)**
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto — Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		234.414	167.898	4.724.847	0	0	0	0	**5.127.159**
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto — **Sub total reconocido en patrimonio neto**	0	**234.414**	**167.898**	**4.724.847**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5.127.159**
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.	0	0	(41.915)	0	0	0	0	0	**(41.915)**
	Otros incrementos (decrementos).	(2.290.780)	0	95.024	2.355.178	3.739	186.728	73.589	(423.478)	**0**
	Total cambios	**842.569**	**234.414**	**187.064**	**5.192.265**	**(13.062)**	**85.309**	**35.892**	**(60.164)**	**6.504.287**
Saldo Final al 31/12/2010		**2.740.769**	**1.556.514**	**1.464.213**	**48.398.056**	**26.783**	**796.282**	**469.608**	**699.139**	**56.151.364**

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

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

14.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.

Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución eléctrica se revalorizaron por última vez el 31 de diciembre de 2010. Las tasaciones se llevaron 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 abonó a la reserva o superávit por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2010 (antes de impuestos diferidos) de M$ 5.127.159. El saldo revaluado de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011 asciende a M$ 13.550.660 (ver Nota 14.7).

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	546.074	280.209
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	5.721.294	3.133.349

14.6. Costo por intereses

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

14.7.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los equipos, instalaciones y redes de distribución 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. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

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

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación anual se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Reemplazo Valor nuevo de reemplazo o Valor de Inversión (VNR / VI) entregado a la Superintendencia 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 que a diciembre de 2010 asciende a 4,0 % 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 párrafo anterior, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg , que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.

En el caso de los Terrenos y Edificios el método utilizado fue una tasación independiente dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por el profesional independiente.

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 éste fuera depreciado por la Sociedad.

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Terrenos.	393.440	349.402
Edificios.	1.473.835	1.286.621
Planta y equipos.	36.913.596	35.608.978
Total	**38.780.871**	**37.245.001**

El siguiente es el movimiento de reservas o superávit de revaluación para el período terminado al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Saldo inicial	**14.173.782**	**10.723.551**
Ajustes de revaluación.	0	5.127.159
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluados.	(55.063)	(1.598.805)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(568.059)	(78.123)
Movimiento del ejercicio	**(623.122)**	**3.450.231**
Total	**13.550.660**	**14.173.782**

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Construcción en curso	4.846.638	2.740.769
Equipamiento de tecnologías de la información	23.426	26.783
Instalaciones fijas y accesorios	1.053.091	796.282
Vehículos de motor	435.578	469.608
Otras propiedades, planta y equipo	1.312.999	699.139
Total	**7.671.732**	**4.732.581**

15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

15.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Relativos a propiedades, planta y equipo.	840.580	507.530
Relativos a acumulaciones (o devengos).	33.104	158.733
Relativos a provisiones.	852.795	480.976
Relativos a otros.	54.254	54.713
Total	**1.780.733**	**1.201.952**

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.

15.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Relativos a revaluaciones de propiedad, planta y equipo.	2.303.612	2.409.542
Relativos a intangibles.	1.672	3.559
Relativos a acumulaciones (o devengos).	0	0
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	140.617	0
Relativos a otros.	0	18.802
Total	**2.445.901**	**2.431.903**

15.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado intermedio de situación financiera.

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	**1.201.952**	**1.366.079**
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	578.781	(164.127)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	**578.781**	**(164.127)**
Total	**1.780.733**	**1.201.952**

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	**2.431.903**	**1.859.805**
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	13.998	(299.519)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	0	871.617
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	**13.998**	**572.098**
Total	**2.445.901**	**2.431.903**

15.4.- 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 relacionado con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria, a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas, por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M$	Valores compensados M$	Saldos netos al cierre M$
31/12/2011			
- Activos por impuestos diferidos	1.780.733	(1.780.733)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(2.445.901)	1.780.733	(665.168)
Total	**(665.168)**	**0**	**(665.168)**
31/12/2010			
- Activos por impuestos diferidos	1.201.952	(1.201.952)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(2.431.903)	1.201.952	(1.229.951)
Total	**(1.229.951)**	**0**	**(1.229.951)**

16.- PASIVOS FINANCIEROS.

16.1.- Clases de pasivos financieros.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Pasivos financieros	Moneda	31/12/2011		31/12/2010	
		Corrientes M$	No corrientes M$	Corrientes M$	No corrientes M$
Préstamos bancarios.	CL $	247.897	10.449.158	236.329	10.440.999
Préstamos bancarios.	UF	136.551	13.788.858	79.479	13.270.258
Total préstamos bancarios		**384.448**	**24.238.016**	**315.808**	**23.711.257**
Total		**384.448**	**24.238.016**	**315.808**	**23.711.257**

16.2.- Prestamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

País	Sociedad deudora	nstitución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes		
								Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
								hasta 1 mes	1 a 3 meses	31/12/2011	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31/12/2011
								M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	Elecda S.A.	Banco BBVA	CL $	Al vencimiento	5,52%	5,52%	Sin Garantía	157.451	0	157.451	6.458.190	0	6.458.190
Chile	Elecda S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	2,26%	2,26%	Sin Garantía	80.111	0	80.111	0	8.025.851	8.025.851
Chile	Elecda S.A.	BancoEstado	CL $	Al vencimiento	6,84%	6,41%	Sin Garantía	0	90.446	90.446	3.990.968	0	3.990.968
Chile	Elecda S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,26%	2,26%	Sin Garantía	56.440	0	56.440	0	5.763.007	5.763.007
							Total	**294.002**	**90.446**	**384.448**	**10.449.158**	**13.788.858**	**24.238.016**

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

País	Sociedad deudora	nstitución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes		
								Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
								hasta 1 mes	1 a 3 meses	31/12/2010	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	31/12/2010
								M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	Elecda S.A.	Banco BBVA	CL $	Al vencimiento	5,52%	5,52%	Sin Garantía	156.460	0	156.460	6.458.190	0	6.458.190
Chile	Elecda S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	1,97%	1,47%	Sin Garantía	44.631	0	44.631	0	7.723.998	7.723.998
Chile	Elecda S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,21%	1,53%	Sin Garantía	34.848	0	34.848	0	5.546.260	5.546.260
Chile	Elecda S.A.	BancoEstado	CL $	Al vencimiento	6,05%	5,66%	Sin Garantía	0	79.869	79.869	3.982.809	0	3.982.809
							Tttal	**235.939**	**79.869**	**315.808**	**10.440.999**	**13.270.258**	**23.711.257**

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Proveedores de energía.	4.229.122	4.190.801	0	0
Retenciones.	953.676	1.007.719	0	0
Dividendos por pagar.	115.143	119.635	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	808.982	721.534	0	0
Proveedores no energéticos.	1.418.834	713.222	0	0
Acreedores varios.	936.604	866.509	317.951	330.545
Otros.	360.149	256.068	0	0
Total	**8.822.510**	**7.875.488**	**317.951**	**330.545**

17.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Vacaciones del personal.	204.576	196.934
Bonificaciones de feriados.	115.452	109.759
Participación sobre resultados.	488.954	414.841
Total	**808.982**	**721.534**

18.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

18.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Provisión de reclamaciones legales.	559.564	556.678
Otras provisiones.	70.304	64.347
Total	**629.868**	**621.025**

18.1.1.- Provisión 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 (detalle en Nota Nº 28). 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.

18.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldo al 31 de diciembre de 2011.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales M$	Otras provisiones M$	Total M$
Saldo inicial al 01/01/2011	**556.678**	**64.347**	**621.025**
Provisiones adicionales.	0	1.108	**1.108**
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	2.886	47.992	**50.878**
Provisión utilizada.	0	(43.143)	**(43.143)**
Total cambios en provisiones	**2.886**	**5.957**	**8.843**
Saldo final al 31/12/2011	**559.564**	**70.304**	**629.868**

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales M$	Otras provisiones M$	Total M$
Saldo inicial al 01/01/2010	**627.185**	**49.678**	**676.863**
Provisiones adicionales.	(19.120)	112.767	**93.647**
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	18.069	102.508	**120.577**
Provisión utilizada.	(50.000)	(82.847)	**(132.847)**
Reversión de provisión no utilizada.	(19.456)	(117.759)	**(137.215)**
Total cambios en provisiones	**(70.507)**	**14.669**	**(55.838)**
Saldo final al 31/12/2010	**556.678**	**64.347**	**621.025**

19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

19.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Provisión indemnización años de servicio.	1.723.787	1.607.644
Total	**1.723.787**	**1.607.644**

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial.	**1.461.493**	**1.708.642**
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	134.580	126.039
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	71.613	95.614
(Ganancias) pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(28.629)	(445.006)
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.	0	48.162
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(71.978)	(71.958)
Total	**1.567.079**	**1.461.493**

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	**1.567.079**	**1.461.493**
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.567.079	1.461.493
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	156.708	146.151
Total	**1.723.787**	**1.607.644**

19.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido
	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	134.580	126.039	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	71.613	95.614	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas.	(116.488)	0	Costo de ventas - gastos de administración.
Total gastos reconocidos en resultados	**89.705**	**221.653**	

19.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	31/12/2011	31/12/2010
Tasa de descuento utilizada.	4,9	4,9
Tasa de inflación.	3,9	3,0
Aumento futuros de salarios.	2,0	2,0
Tabla de mortalidad.	RV - 2009	RV- 2009
Tabla de invalidez.	30 % de la RV - 2009	30% de la RV - 2009
Tabla de rotación.	2,92	4,42

20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Ingresos diferidos. (*)	126.730	258.372	0	0
Garantias recibidas en efectivo.	35.629	42.366	0	0
Ganancia actuarial diferida.	24.663	0	276.310	549.017
Total	**187.022**	**300.738**	**276.310**	**549.017**

20.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	126.186	257.846
Ingresos deferidos por apoyos en postación.	544	526
Total	**126.730**	**258.372**

El movimiento de este rubro por el ejercicio al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	**258.372**	**544.544**
Adiciones.	1.473.799	1.476.983
Imputación a resultados.	1.605.441	1.763.155
Total	**126.730**	**258.372**

20.2.- Contratos de construcción.

De acuerdo con lo dispuesto en la NIC Nº 11, a continuación se detalla información relevante de contratos en construcción.

20.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	1.776.429	1.632.445
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	(866.708)	(561.602)
Margen de contratos en construcción	**909.721**	**1.070.843**

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

Detalle	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	1.666.715	686.492
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	126.186	257.846

21.- PATRIMONIO NETO.

21.1.- Capital suscrito y pagado.

El objetivo de la Sociedad al administrar el capital, es el de 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 entre 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 y, como se muestra en el estado de situación financiera, más la deuda neta.

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

Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M$ 16.771.834.

21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 el capital de la Sociedad, está representado por 180.804.998 acciones sin valor nominal.

No se han producido emisiones ni rescates de acciones en los ejercicios presentados.

21.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 11 de marzo de 2011, se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2011.

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

21.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas, con fecha 16 de abril de 2010, se aprobó el pago de un dividendo definitivo Nº 83 de $ 3,9 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2010, por un total de $ 705.140.

El Directorio en Sesión Ordinaria Nº 351 de fecha 26 de mayo de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 84 de $ 4,2 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 30 de junio de 2010, por un total de M$ 759.380.

El Directorio en Sesión Extraordinaria Nº 355 de fecha 06 de septiembre de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 85 de $ 4,5 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2010, por un total de M$ 813.623.

El Directorio en Sesión Extraordinaria Nº 358 de fecha 24 de noviembre de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 86 de $ 5,1 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 28 de diciembre de 2010, por un total de M$ 922.105.

El Directorio en Sesión Ordinaria Nº 361 de fecha 11 de marzo de 2011, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 87 de $ 5,10000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 08 de abril de 2011, por un total de M$ 922.105.

El Directorio en Sesión Extraordinaria Nº 364 de fecha 25 de mayo de 2011, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 88 de $ 3,10000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011 el cual se pagó con fecha 22 de junio de 2011, por un total de M$ 560.495.

El Directorio en Sesión Extraordinaria Nº 368 de fecha 24 de agosto de 2011, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 89 de $ 5,10000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011 el cual se pagó con fecha 21 de septiembre de 2011, por un total de M$ 922.105.

El Directorio en Sesión Ordinaria Nº371, celebrada el día 23 de noviembre de 2011, se aprobó el pago de un dividendo provisorio Nº 90 de $5,10 por acción con cargo a las utilidades acumuladas de enero a septiembre de 2011, el cual se pagó con fecha 28 de diciembre de 2011, por un total de M$ 922.105.

21.5.- Reservas.

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

21.5.1.- Superávit de revaluación.

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

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se ha efectuado el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE., el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos asciende a M$ 4.255.542 y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M$ 11.247.048.

21.5.2.- Otras reservas.

a) En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular Nº 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la Ley Nº 18.046 artículo 10 inciso segundo. El monto por este concepto asciende a M$ (1.370.701).

b) Venta participación en Essei por M$ 62.261.

c) Revaluación propiedades, planta y equipo por participación en asociadas. El monto por este concepto asciende a M$ 40.326.

21.6 Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Movimientos al 31 de diciembre de 2011

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2011	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M$	Efecto tributario M$	Importe neto M$	Importe bruto M$	Efecto tributario M$	Importe neto M$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	**0**	**0**	**4.485.036**	**0**	**0**	**4.485.036**
Total resultado integral	**0**	**0**	**4.485.036**	**0**	**0**	**4.485.036**

Movimientos al 31 de diciembre de 2010

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2010	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M$	Efecto tributario M$	Importe neto M$	Importe bruto M$	Efecto tributario M$	Importe neto M$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	**0**	**0**	**4.769.443**	**0**	**0**	**4.769.443**
Reserva por revaluación						
Incremento por tasaciones del período.	5.127.159	(871.617)	**4.255.542**	5.127.159	(871.617)	**4.255.542**
Total movimientos del período	**5.127.159**	**(871.617)**	**4.255.542**	**5.127.159**	**(871.617)**	**4.255.542**
Otras reservas						
Participación en movimientos de asociadas.	(11.076)	0	**(11.076)**	(11.076)	0	**(11.076)**
Total movimientos de asociadas en otros resultados integrales	**(11.076)**	**0**	**(11.076)**	**(11.076)**	**0**	**(11.076)**
Total resultado integral	**0**	**0**	**9.013.909**	**0**	**0**	**9.013.909**

22- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

22.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Ventas	**62.181.547**	**69.713.217**
Venta de energía.	62.180.749	69.701.859
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	798	11.358
Prestaciones de servicios	**8.323.116**	**6.646.261**
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	3.008.885	2.639.558
Arriendo de equipos de medida.	294.882	294.143
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	402.554	324.281
Apoyos en postación.	224.276	206.942
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	3.981.688	2.727.292
Servicios de Call Center.	410.831	454.045
Total	**70.504.663**	**76.359.478**

22.2.- Otros ingresos por función.

Otros ingresos por función	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Arriendo de oficinas a terceros.	164.288	186.385
Total	**164.288**	**186.385**

23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítemes del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 que se adjunta, se descomponen como se indica a continuación:

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Costo de venta.	58.070.554	63.838.473
Costo de administración.	6.145.514	6.261.765
Total	**64.216.068**	**70.100.238**

23.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Compra de energía.	48.812.482	56.587.503
Gastos de personal.	3.906.707	3.496.705
Gastos de operación y mantenimiento.	4.398.162	3.120.654
Gastos de administración.	4.823.385	5.052.823
Depreciación.	2.272.401	1.841.531
Amortización.	2.931	1.022
Total	**64.216.068**	**70.100.238**

23.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Sueldos y salarios.	2.806.228	2.284.849
Beneficios a corto plazo a los empleados.	616.510	523.670
Otros beneficios a largo plazo.	18.092	126.039
Otros gastos de personal. (*)	465.877	562.147
Total	**3.906.707**	**3.496.705**

Otros gastos de personal. (*)	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Bonificaciones y becas a Empleados.	282.544	382.583
Beneficios de seguridad social.	213.073	187.447
Recuperación por amortización ganancias actuariales.	(38.206)	0
Otros gastos de personal.	8.466	(7.883)
Total	**465.877**	**562.147**

23.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Depreciación		
Costo de ventas.	2.245.938	1.816.818
Gasto de administración.	26.463	24.713
Total depreciación	**2.272.401**	**1.841.531**
Amortización		
Gasto de administración.	2.931	1.022
Total amortización	**2.931**	**1.022**
Total	**2.275.332**	**1.842.553**

23.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipo.	(593.898)	(264.237)
Venta de chatarra.	39.788	12.159
Venta de propiedades, planta y equipo.	274.280	2.600
Juicios o arbitrajes.	(99.376)	(97.374)
Otras pérdidas.	0	(11.128)
Otras ganancias.	6.683	0
Ganancias (pérdidas) actuarial.	133.314	0
Ingreso por Revaluación Propiedades Inversión.	77.385	320.370
Total	**(161.824)**	**(37.610)**

24- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítemes adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidad de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	571.931	608.319
Otros ingresos financieros.	351.567	80.394
Total Ingresos financieros	**923.498**	**688.713**
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(877.958)	(812.636)
Otros gastos.	(383.099)	(101.324)
Total costos financieros	**(1.261.057)**	**(913.960)**
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	**(498.070)**	**(288.639)**
Total resultado financiero	**(835.629)**	**(513.886)**

25.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias que asciende a M$ 1.044.602 y M$ 937.936, respectivamente.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, se procedió a calcular y contabilizar los efectos de la Ley Nº 20.455 "Ley de Reconstrucción" con un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(1.533.945)	(981.235)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	0	18.803
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	0	(25.298)
Otros gastos por impuesto corriente.	(75.440)	(85.597)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	**(1.609.385)**	**(1.073.327)**
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	562.779	80.034
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o	0	28.496
Otro gasto por impuesto diferido.	2.004	26.861
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	**564.783**	**135.391**
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	**(1.044.602)**	**(937.936)**

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(1.609.385)	(1.073.327)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	**(1.609.385)**	**(1.073.327)**
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	564.783	135.391
Total gasto por impuestos diferidos, neto	**564.783**	**135.391**
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	**(1.044.602)**	**(937.936)**

25.3.- 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 tasa efectiva para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**(1.105.928)**	**(970.254)**
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	14.842	(31.747)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(128.569)	(111.829)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	0	28.496
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores.	1	1.563
Efecto impositivo de otras tasas impositivas.	(65.313)	(85.597)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	240.365	231.432
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**61.326**	**32.318**
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	**(1.044.602)**	**(937.936)**

26.- GANANCIA POR ACCION.

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

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01/01/2011 31/12/2011 M$	01/01/2010 31/12/2010 M$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	**4.485.036**	**4.769.443**
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	**4.485.036**	**4.769.443**
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	24,81	26,38
Cantidad de acciones	**180.804.998**	**180.804.998**

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

27.- INFORMACION POR SEGMENTO.

27.1.- Criterios de segmentación.

La Gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el Comité Ejecutivo Estratégico.

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

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la transmisión y distribución eléctrica.

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

La información por segmentos que se entrega al Comité Ejecutivo Estratégico de los segmentos reportables por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

27.2.- Cuadros de resultados.

	Regulada		No regulada		Total	
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	**01/01/2011 31/12/2011 M$**	**01/01/2010 31/12/2010 M$**	**01/01/2011 31/12/2011 M$**	**01/01/2010 31/12/2010 M$**	**01/01/2011 31/12/2011 M$**	**01/01/2010 31/12/2010 M$**
Ingresos de actividades ordinarias.	64.680.943	72.155.032	5.823.720	4.204.446	70.504.663	76.359.478
Costo de ventas	(55.077.702)	(62.304.597)	(2.992.852)	(1.533.876)	(58.070.554)	(63.838.473)
Ganancia bruta	**9.603.241**	**9.850.435**	**2.830.868**	**2.670.570**	**12.434.109**	**12.521.005**
Otros ingresos, por función.	164.288	186.385	0	0	164.288	186.385
Costos de distribución.	0	0	0	0	0	0
Gasto de administración.	(6.145.514)	(6.261.765)	0	0	(6.145.514)	(6.261.765)
Otros gastos, por función.	0	0	0	0	0	0
Otras ganancias (pérdidas).	(161.824)	(37.610)	0	0	(161.824)	(37.610)
Ingresos financieros.	923.498	688.713	0	0	923.498	688.713
Costos financieros.	(1.261.057)	(913.960)	0	0	(1.261.057)	(913.960)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	74.208	(186.750)	0	0	74.208	(186.750)
Diferencias de cambio.	0	0	0	0	0	0
Resultados por unidades de reajuste.	(498.070)	(288.639)	0	0	(498.070)	(288.639)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**2.698.770**	**3.036.809**	**2.830.868**	**2.670.570**	**5.529.638**	**5.707.379**
Gasto por impuestos a las ganancias.	(478.428)	(483.939)	(566.174)	(453.997)	(1.044.602)	(937.936)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	**2.220.342**	**2.552.870**	**2.264.694**	**2.216.573**	**4.485.036**	**4.769.443**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	0	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida)	**2.220.342**	**2.552.870**	**2.264.694**	**2.216.573**	**4.485.036**	**4.769.443**
Depreciación	2.272.401	1.841.531	0	0	2.272.401	1.841.531
Amortización	2.931	1.022	0	0	2.931	1.022
EBITDA	**5.897.347**	**5.617.608**	**2.830.868**	**2.670.570**	**8.728.215**	**8.288.178**

28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

28.1.- Juicios y otras acciones legales.

1. Nombre del juicio: "Fisco con Elecda"

Fecha:	20 de agosto de 2008.
Tribunal:	4° Juzgado Civil de Antofagasta.
Materia:	Traslado de instalaciones eléctricas cuya restitución de financiamiento alega el fisco.
Cuantía:	M$ 516.502.
Rol N º:	3642-2008
Estado:	Se encuentra pendiente recurso de cesación de fondo presentado por Elecda.

2. Nombre del juicio: "Olivera con Elecda"

Fecha:	9 de marzo de 2009.
Tribunal:	1° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractuales, reclamados por familia de bombero fallecido en accidente.
Cuantía:	M$ 150.000.
Rol Nº:	3.147-2008
Estado:	Se acoge excepción dilatoria y el tribunal ordena notificar la demanda en Santiago.

3. Nombre del juicio: "Valencia EIRL con Elecda"

Fecha:	23 de marzo de 2009.
Tribunal:	1° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos como consecuencia de variación del voltaje.
Cuantía:	M$ 647.107.
Rol Nº:	938-2009
Estado:	Se encuentra pendiente recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

4. Nombre del juicio: "Rivera con Elecda"

Fecha:	16 de octubre de 2009.
Tribunal:	3° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia:	Accidente eléctrico con resultado de muerte ocurrido el 18 de septiembre de 2008 y que fue provocado por el contacto de un mástil de bandera con línea energizada.
Cuantía:	M$ 200.000.
Rol Nº:	4.790-2009
Estado:	Conciliación.

5. Nombre del juicio: "Central Patache y FPC Energía S.A. con Emelari, Elecda y Eliqsa"

Fecha:	03 de noviembre de 2009.
Tribunal:	18° Juzgado Civil de Santiago.
Materia:	Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía:	Indeterminada.
Estado:	Se presentó recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

6.- Nombre del juicio: "Elecda con Cristian Salinas Muñoz "

Fecha: 9 de abril de 2009.
Tribunal: Tribunal de Juicio Oral en lo Penal de Antofagasta.
Materia: Demanda por estafa y apropiación indebida.
Cuantía: M$ 145.400.
Estado: Se dicta sentencia favorable a Elecda S.A.

28.2 - Sanciones administrativas.

No existen procedimientos administrativos sancionatorios en contra de la Sociedad que importen multas iguales o superiores a M$ 20.000.

28.3 - Restricciones.

No existen otras restricciones que informar.

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

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

30.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Subsidiaria	31/12/2011				Promedio del período
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Antofagasta	2	116	0	**118**	115
Calama	1	44	0	**45**	44
Tocopilla	0	9	0	**9**	9
Mejillones	0	3	0	**3**	3
Tal-Tal	0	4	0	**4**	4
				0	
Total	**3**	**176**	**0**	**179**	**175**

Subsidiaria	31/12/2010				Promedio del período
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Antofagasta	3	106	0	**109**	108
Calama	1	27	0	**28**	27
Tocopilla	0	9	0	**9**	9
Mejillones	0	4	0	**4**	4
Tal-Tal	0	4	0	**4**	4
Total	**4**	**150**	**0**	**154**	**152**

31.- MEDIO AMBIENTE.

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

Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolso futuro en la materia.

32.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2011, fecha de cierre de estos estados financieros y su fecha de aprobación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.