



EMELECTRIC

EMPRESA ELECTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.

ESTADOS FINANCIEROS
(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2010 y 2009

EMPRESA ELECTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.
INDICE

	Página N°
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	5
II.- ESTADOS FINANCIEROS	
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
Activos	6
Pasivos	7
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	8
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	9
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	10
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO.	12
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.	
1.- INFORMACION GENERAL.	13
2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	13
2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.	13
2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	14
2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2010, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	15
2.4.- Bases de consolidación.	16
2.5.- Entidades subsidiarias.	17
2.6.- Transacciones en moneda extranjera.	18
2.7.- Información financiera por segmentos operativos.	18
2.8.- Propiedades, planta y equipo.	18
2.9.- Activos intangibles.	20
2.10.- Costos por intereses.	20
2.11.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	20
2.12.- Activos financieros.	21
2.13.- Inventarios.	21
2.14.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	21
2.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	22
2.16.- Capital social.	22
2.17.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	22
2.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.	22
2.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	22
2.20.- Beneficios a los empleados.	23
2.21.- Provisiones.	24
2.22.- Subvenciones estatales.	24
2.23.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	24
2.24.- Reconocimiento de ingresos.	25
2.25.- Contratos de construcción.	25
2.26.- Distribución de dividendos.	25
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	26
3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	26
3.2.- Riesgo financiero.	31
3.3.- Control interno.	34

	Página N°
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	34
4.1.- Tasaciones de propiedad, planta y equipo.	35
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	35
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	36
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	38
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	39
7.2.- Directorio y gerencia de la Sociedad.	43
8.- INVENTARIOS.	43
9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	44
10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS	44
11.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	45
11.1 Composición del rubro.	45
11.2 Inversiones en asociadas.	46
11.3 Inversiones en subsidiarias.	46
12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	48
12.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.	48
12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	50
13.- PLUSVALIA	50
14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	50
14.1.- Vidas útiles.	50
14.2.- Detalle de los rubros.	51
14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	53
14.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	55
14.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	55
14.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	55
15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	57
15.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.	57
15.2.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	57
15.3.- Compensación de partidas.	58
16.- PASIVOS FINANCIEROS.	58
16.1.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	58
17.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	59
17.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	59

	Página N°
18.- OTRAS PROVISIONES.	59
18.1.- Provisiones - Saldos.	59
18.2.- Movimiento de las provisiones corrientes y no corrientes.	60
19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	60
19.1.- Detalle del rubro.	60
19.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	61
19.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	61
19.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	61
19.5.- Hipótesis actuariales.	61
20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	62
20.1.- Ingresos diferidos.	62
20.2.- Contratos de construcción.	62
21.- PATRIMONIO NETO.	63
21.1.- Capital suscrito y pagado.	63
21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	63
21.3.- Política de dividendos.	63
21.4.- Dividendos.	64
21.5.- Reservas.	64
21.6.- Participaciones no controladoras.	65
21.7.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	65
22.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	65
22.1.- Ingresos ordinarios.	65
22.2.- Otros ingresos, por función.	66
23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	66
23.1.- Gastos por naturaleza.	66
23.2.- Gastos de personal.	66
23.3.- Depreciación y amortización.	67
23.4.- Otras ganancias (pérdidas)	67
24.- RESULTADO FINANCIERO.	68
25.- RESULTADO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	68
25.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	68
25.2.- Localización del efecto en resultados por impuesto a las ganancias.	69
25.3.- Conciliación entre el resultado por impuesto a las ganancias contabilizado y tasa efectiva.	69
25.4.- Efecto en los estados integrales por impuestos a las ganancias.	69
26.- GANANCIAS POR ACCION.	69

	Página N°
27.- INFORMACION POR SEGMENTO.	70
27.1.- Criterios de segmentación.	70
27.2.- Estado de resultados por función.	71
28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	72
28.1.- Juicios y otras acciones legales.	72
28.2.- Sanciones administrativas.	74
28.3.- Restricciones.	74
29.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	74
30.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	74
31.- MEDIO AMBIENTE.	75
32.- HECHOS POSTERIORES.	75



PricewaterhouseCoopers
RUT: 81.513.400-1
Santiago - Chile
Av. Andrés Bello 2711 - Pisos 2, 3, 4 y 5
Las Condes
Teléfono: (56) (2) 940 0000
www.pwc.cl

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

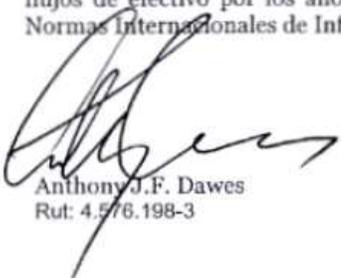
Santiago, 24 de febrero de 2011

Señores
Accionistas y Directores
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009 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 2010 y 2009. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base 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 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 comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A., 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 Melipilla, Colchagua y Maule S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Anthony J.F. Dawes
Rut: 4.576.198-3



EMPRESA ELECTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.
Al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	1.326.792	1.111.174
Otros activos no financieros.	10	62.701	47.684
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	24.904.851	27.493.579
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	2.652.268	2.311.290
Inventarios.	8	232.026	114.076
Activos por impuestos.	9	1.220.114	732.841
Total activos corrientes		30.398.752	31.810.644
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por cobrar.	6	371.952	808.502
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	2.517	5.761
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	419.403	4.308.220
Plusvalía.	13	0	202.708
Propiedades, planta y equipo.	14	97.920.320	159.960.386
Total activos no corrientes		98.714.192	165.285.577
TOTAL ACTIVOS		129.112.944	197.096.221

EMPRESA ELECTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.
Al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	124.710	53.237
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	17	13.373.045	20.919.776
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	19.506.851	5.413.277
Otras provisiones.	18	231.288	1.240.077
Otros pasivos no financieros.	20	479.009	481.085
Total pasivos corrientes		33.714.903	28.107.452
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	12.873.330	12.565.728
Otras cuentas por pagar.	17	103.962	357.927
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	23.278.462	51.985.335
Otras provisiones.	18	0	12.130
Pasivo por impuestos diferidos.	15	8.474.625	12.533.010
Provisiones por beneficios a los empleados.	19	0	1.613.778
Otros pasivos no financieros.	20	7.575	38.156
Total pasivos no corrientes		44.737.954	79.106.064
TOTAL PASIVOS		78.452.857	107.213.516
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido.		8.265.124	16.341.892
Ganancias (pérdidas) acumuladas.		7.531.682	20.877.366
Otras reservas.		34.863.281	52.643.641
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		50.660.087	89.862.899
Participaciones no controladoras.		0	19.806
Total patrimonio	21	50.660.087	89.882.705
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		129.112.944	197.096.221

EMPRESA ELECTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	22	108.494.677	128.605.746
Costo de ventas	23	(89.822.558)	(107.767.729)
Ganancia bruta		18.672.119	20.838.017
Otros ingresos, por función.	22	43.078	18.491
Gasto de administración.	23	(12.033.015)	(10.221.339)
Otras ganancias (pérdidas).	23	(808.594)	(899.805)
Ingresos financieros.	24	1.049.736	2.016.271
Costos financieros.	24	(1.324.093)	(2.682.184)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	11	1.165.919	(901)
Diferencias de cambio.	24	0	1.214
Resultados por unidades de reajuste.	24	(1.391.868)	1.502.564
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		5.373.282	10.572.328
Gasto por impuestos a las ganancias.	25	(751.261)	(1.790.604)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		4.622.021	8.781.724
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		4.622.021	8.780.616
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		0	1.108
Ganancia (pérdida)		4.622.021	8.781.724
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.		25	48
Ganancia (pérdida) por acción básica.	26	25	48

EMPRESA ELECTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
 (Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		4.622.021	8.781.724
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		0	0
Activos financieros disponibles para la venta			
Otro resultado integral, antes de impuestos, activos financieros disponibles para la venta		0	0
Coberturas del flujo de efectivo			
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		0	0
Otro resultado integral antes de impuestos, ganancias (pérdidas) de inversiones en instrumentos de patrimonio		0	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación	21	7.486.705	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		0	0
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		7.486.705	0
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.	25	(1.272.740)	0
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(1.272.740)	0
Otro resultado integral		6.213.965	0
Total resultado integral		10.835.986	8.781.724
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		10.835.986	8.780.616
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		0	1.108
Total resultado integral		10.835.986	8.781.724

EMPRESA ELECTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
 (Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
		Superávit de revaluación	Otras reservas	Total reservas				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial ejercicio actual 01/01/2010	16.341.892	53.915.498	(1.271.857)	52.643.641	20.877.366	89.862.899	0	89.862.899
Saldo inicial reexpresado	16.341.892	53.915.498	(1.271.857)	52.643.641	20.877.366	89.862.899	0	89.862.899
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).					4.622.021	4.622.021		4.622.021
Otro resultado integral.		6.213.965	0	6.213.965		6.213.965		6.213.965
Resultado integral.						10.835.986	0	10.835.986
Dividendos.					(7.463.820)	(7.463.820)		(7.463.820)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios.	(8.076.768)	(22.474.980)	1.271.857	(21.203.123)	(13.295.087)	(42.574.978)		(42.574.978)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.		(2.516.741)	(274.461)	(2.791.202)	2.791.202	0		0
Total de cambios en patrimonio	(8.076.768)	(18.777.756)	997.396	(17.780.360)	(13.345.684)	(39.202.812)	0	(39.202.812)
Saldo final ejercicio actual 31/12/2010	8.265.124	35.137.742	(274.461)	34.863.281	7.531.682	50.660.087	0	50.660.087

EMPRESA ELECTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
		Superávit de revaluación	Otras reservas	Total reservas				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial ejercicio actual 01/01/2009	16.341.892	56.650.983	(1.334.194)	55.316.789	14.857.664	86.516.345	19.732	86.536.077
Saldo inicial reexpresado	16.341.892	56.650.983	(1.334.194)	55.316.789	14.857.664	86.516.345	19.732	86.536.077
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).					8.780.616	8.780.616	1.108	8.781.724
Resultado integral.						8.780.616	1.108	8.781.724
Dividendos.					(7.664.297)	(7.664.297)		(7.664.297)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.		(2.735.485)	62.337	(2.673.148)	4.903.383	2.230.235	(1.034)	2.229.201
Total de cambios en patrimonio	0	(2.735.485)	62.337	(2.673.148)	6.019.702	3.346.554	74	3.346.628
Saldo final ejercicio actual 31/12/2009	16.341.892	53.915.498	(1.271.857)	52.643.641	20.877.366	89.862.899	19.806	89.882.705

EMPRESA ELECTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		131.692.912	150.449.486
Otros cobros por actividades de operación.		149.635	114.113
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(122.070.804)	(120.592.184)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(3.548.346)	(3.852.462)
Otros pagos por actividades de operación.		(1.036.513)	(3.827.987)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		917.096	0
Intereses pagados.		(691.007)	(637.571)
Intereses recibidos.		0	9.848
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(1.405.872)	(2.229.891)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(116.805)	(90.679)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		3.890.296	19.342.673
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	7	(4.573.661)	(3.964.302)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		552.560	53.564
Compras de propiedades, planta y equipo.		(10.279.043)	(10.614.691)
Compras de activos intangibles.	12	(50.975)	(234.594)
Cobros a entidades relacionadas.	7	0	2.998.262
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(172.581)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(14.523.700)	(11.761.761)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		0	12.569.880
Total importes procedentes de préstamos.		0	12.569.880
Préstamos de entidades relacionadas.	7	23.770.861	2.337.532
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	7	(5.458.019)	(15.482.040)
Dividendos pagados.		(7.463.820)	(7.665.649)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		10.849.022	(8.240.277)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		215.618	(659.365)
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		215.618	(659.365)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.		1.111.174	1.770.539
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio.	5	1.326.792	1.111.174

**EMPRESA ELECTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 y 2009.**

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una empresa subsidiaria de Empresas Emel S.A., matriz intermedia (en adelante la “Sociedad Matriz”); la que a su vez es controlada por Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “Grupo CGE”).

Los contralores últimos del Grupo CGE son los miembros del pacto controlador integrado por el Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz.

Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. es una sociedad anónima, tiene su domicilio social en Ortúzar N° 376 en la ciudad de Melipilla, República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro Especial de Entidades Informantes de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, bajo el N° 554.

Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. es una empresa que posee una presencia significativa en el sector de distribución de energía eléctrica.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A., celebrada con fecha 28 de septiembre de 2010, se acordó dividir la sociedad en tres sociedades, una continuadora y dos nuevas sociedades. Dicha división fue materializada con fecha 18 de octubre de 2010. El objetivo de dicha división fue el simplificar su estructura de propiedad de acuerdo a un criterio de negocios, quedando el negocio de distribución de energía eléctrica en la continuadora que conservó su razón social, rut, domicilio legal y el carácter de Entidad Informante ante la Superintendencia de Valores y Seguros, el nacimiento de dos nuevas sociedades una denominada Emelectric Inversiones S.A, que se hizo cargo de todos los activos y pasivos asociados al negocio de la inversión (Empresa Eléctrica de Talca S.A.) y la última denominada Emelectric Transmisión S.A. que se hizo cargo de todos los activos y pasivos asociados al negocio de la transmisión o transporte de electricidad.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, fue aprobada por el Directorio de la Sociedad en Sesión Ordinaria N°246 de fecha 24 de febrero de 2011, quién 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 de la sociedad, 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 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.

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

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 N°4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, los estados financieros solo incluyen los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución de energía eléctrica de acuerdo a lo indicado en el punto anterior, los cuales afectan la comparabilidad con los estados financieros consolidados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 los cuales incluían el negocio distribución y transmisión de energía eléctrica y la consolidación con Empresa Eléctrica de Talca S.A.

Como consecuencia de lo anterior, los principales rubros de los estados financieros que se han visto afectados son: Activos intangibles distintos de la plusvalía, Plusvalía Propiedades, Planta y Equipo, Impuestos a la renta, Impuestos diferidos y Patrimonio.

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 2010:

- NIC 1, “Presentación de estados financieros”, vigente a contar del 1 de enero de 2010 con aplicación retrospectiva. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 27, “Estados financieros consolidados y separados”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 36, “Deterioro de activos”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 38, “Activos Intangibles”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de la Sociedad.
- Excepciones adicionales para los adoptantes por primera vez (enmiendas a la NIIF 1) fue emitida en julio de 2009. La enmienda es aplicable a contar de los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2010. La enmienda no es aplicable a la Sociedad, ya que adoptó las NIIF a contar del 1 de enero de 2009.
- NIIF 2, “Pagos Basados en Acciones”. Vigente para ejercicios anuales iniciados el 1 de enero de 2010 o posteriores. Esta interpretación no es aplicable a la Sociedad, ya que no ha efectuado pagos en acciones.
- NIIF 3 (revisada) “Combinaciones de Negocios”, y las consecuentes enmiendas a la NIC 27, “Estados Financieros Consolidados y Separados”, NIC 28, “Inversiones en Asociadas”, NIC 31, “Participación en Negocios Conjuntos” y NIC 39 “Elección de partidas cubiertas” son aplicables de manera prospectiva a combinaciones de negocio para las cuales, la fecha de adquisición tenga lugar en el primer ejercicio anual iniciado el 1 de julio de 2009 o con posterioridad a esa fecha. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.

- NIIF 5, “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuas”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- NIIF 7, “Instrumentos financieros”, vigente a contar del 1 de enero de 2010 con aplicación retrospectiva. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- CINIIF 9, “Revaluación de derivados implícitos”, vigente para ejercicios anuales iniciados el 1 de julio de 2009. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- CINIIF 14, “Límite sobre activos por beneficios, requerimientos mínimos de financiamiento y su interrelación”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- CINIIF 16, “Cobertura de una inversión neta de una operación extranjera”. Vigente a contar de los estados financieros iniciados el 1 de julio de 2009. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- CINIIF 17, “Distribución de activos no monetarios a los dueños”. Vigente para períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009 o posteriores. Esta interpretación no es aplicable a la Sociedad, ya que no ha efectuado distribuciones de activos no monetarios a sus accionistas.
- CINIIF 18, “Transferencias de activos desde clientes” Vigente para transferencias de activos recibidos de clientes desde el 1 de julio de 2009 y subsecuentemente. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de la Sociedad.
- Mejoras a NIIF 2009, fue emitida en abril de 2009. El conjunto de modificaciones menores a las diferentes normas establecen fechas de aplicación que varían de un estándar a otro, pero la mayor parte son exigibles desde el 1 de enero de 2010. La aplicación de dichas mejoras y enmiendas no han tenido efectos significativos sobre los estados financieros de la Sociedad.

2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2010, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- NIC 24 (Revisada) “Revelación de partes relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de partes relacionadas” emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) debe ser adoptada a partir del 1 de enero de 2011. Su adopción temprana, tanto parcial como integral, está permitida.
- 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. La enmienda es aplicable a partir de los períodos anuales iniciados el 1 de febrero de 2010 y posteriores. La adopción anticipada está permitida.

- NIC 34, “Revelaciones sobre partes relacionadas”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros y se estima que afectará la contabilización que la Sociedad efectúa sobre dichos activos. 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 monto no significativo.
- CINIIF 13, “Programa de fidelización de clientes”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- 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. Su adopción temprana es permitida y deberá ser aplicada de manera retrospectiva para efectos comparativos con períodos anteriores presentados.
- CINIIF 19, “Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio”. Esta enmienda 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. La interpretación es aplicable para ejercicios que comienzan a partir del 1 de julio de 2010 inclusive. La adopción temprana es permitida.
- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010. Las fecha efectivas de adopción de estas adopciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones antes descritas, y que pueden aplicar a la Sociedad, no tendrán un impacto significativo en sus estados financieros.

2.4.- Bases de consolidación.

2.4.1.- Subsidiarias o filiales

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

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladas, el cual incluiría cualquier activo o pasivo contingente a su valor justo. Por consecuencia, el interés no controlante se presenta a valor justo.

El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado consolidado de resultados.

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

2.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

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

2.5.- Entidades subsidiarias.

2.5.1.- Entidades de consolidación directa.

El siguiente es el detalle de las empresas subsidiarias incluidas en la consolidación al cierre del ejercicio 2009, ya que producto de la división señalada en Nota 1, la Sociedad no tiene inversión en subsidiarias al 31 de diciembre de 2010.

Rut	Nombre sociedad	País	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
				2010			2009
				Directo	Indirecto	Total	Total
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Peso chileno	0,00000	0,00000	0,00000	98,89940

2.5.2. Cambio en el perímetro de consolidación.

Producto del proceso de división señalado en Nota 1 de información general, el perímetro de consolidación al 31 de diciembre de 2010 se ha visto reducido en su totalidad, no incluyéndose ninguna subsidiaria o filial en los presentes estados financieros.

2.6.- Transacciones en moneda extranjera.

2.6.1.- 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 y de presentación de Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros de la Sociedad.

2.6.2.- 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 y cobertura de inversiones netas, en caso de existir.

2.6.3.- Tipos de cambio.

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

Fecha	\$ CL / US\$	\$ CL / UF
31/12/2009	507,10	20.942,88
31/12/2010	468,01	21.455,55

CL \$ = Pesos Chilenos.
 US\$ = Dólar Estadounidense.
 UF = Unidad de Fomento.

2.7. Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico, servicios e inversiones para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 27.

2.8.- Propiedades, planta y equipo.

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

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio 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 de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales.

El resto de las propiedades, planta y equipos, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo histórico 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 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 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 conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

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

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

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

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan, si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de los activos.

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 propiedades, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o

superávit de revaluación se traspasan a ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de sus impuestos diferidos.

2.9.- Activos intangibles.

2.9.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo. La explotación de dichos derechos en general no tiene una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio 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.

2.9.2.- Programas informáticos.

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

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

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

2.10.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo 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).

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

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

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

2.12.- Activos financieros.

La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por cobrar, 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.

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

2.14.- 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 y 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.

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 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 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 impuesto diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

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

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

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 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 valorizan 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.- Subvenciones estatales.

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

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

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

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

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

2.24.- Reconocimiento de ingresos.

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

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

2.24.1.- Ventas de electricidad.

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

2.24.2.- Ingresos por intereses.

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

2.25.- Contratos de construcción.

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

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.

2.26.- Distribución de dividendos.

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

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

3.1.- Antecedentes: Descripción del mercado donde opera la Compañía.

La Sociedad, participa en el negocio y distribución de energía eléctrica en las regiones V, Metropolitana, VI, VII y VIII.

3.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de la Sociedad están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es 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.

3.1.2 Mercado de Distribución de Electricidad

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 232.298 clientes en las regiones V, Metropolitana, VI, VII y VIII, con ventas físicas que alcanzaron a 1.060 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2010.

Contratos de Suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora Emelectric S.A. 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. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

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

Mercado de Generación

En el año 2008, debido a la falta de incentivos existente en los años anteriores para realizar inversiones en el segmento de la generación, las cuales se han comenzado a superar a partir de las modificaciones introducidas en la legislación por la Ley Corta II, en el año 2005, se decretó racionamiento de energía, disponiéndose medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplaron facultar a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, y suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, reducir la tensión nominal de suministro en el punto de conexión de sus clientes. Además, se determinó que las generadoras debían pagar a sus clientes cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado.

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.

Al respecto, si bien dicha situación fue fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, y no es posible asegurar que ellas no se repitan, el desarrollo de nuevas inversiones en los sistemas de generación ha permitido una reducción del riesgo, no previéndose situaciones de escasez en el corto plazo.

3.1.3.- Precios.

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

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

Valor Agregado de Distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), 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 $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

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

El Valor Agregado de Distribución considera:

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

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, la CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del 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 N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

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

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

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

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.

3.1.4.- Mercado de transmisión de electricidad.

La Sociedad, producto del proceso de división, participó de este mercado sólo hasta el mes de septiembre del año 2010.

El sistema de transmisión o de transporte de electricidad corresponde al conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al dispuesto en la normativa, y cuya operación debe coordinarse según lo dispone la propia ley. En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del "sistema de transmisión troncal", del "sistema de subtransmisión" y del "sistema de transmisión adicional".

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 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 o a la inyección de energía producida por centrales generadoras.

Están sometidas a régimen de acceso abierto, todas las instalaciones de transmisión troncal y de subtransmisión, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias. Esto significa que los propietarios no pueden negar el acceso al servicio de transporte o transmisión por motivos de capacidad técnica, sin embargo, el CDEC puede limitar las inyecciones o retiros con el fin de coordinar la operación del sistema eléctrico. En los sistemas adicionales sólo están sometidas aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres creadas a favor de los concesionarios de líneas de transporte y subestaciones y las que usen bienes nacionales de uso público, siempre y cuando el CDEC determine la disponibilidad de capacidad técnica de transmisión, independiente de la capacidad contratada.

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

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se determina cada cuatro años, considerando instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas, y considerará separadamente:

- Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y
- Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el valor de inversión de las instalaciones, la vida útil de cada tipo de instalación según establezca el reglamento, y la tasa de descuento del 10% anual.

El peaje por subtransmisión consiste en un precio por unidad de energía y de potencia, que, adicionados a los precios de nudo, constituyen los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales de instalaciones económicamente adaptadas a la demanda más los costos de la energía y la potencia inyectada. Este cobro es efectuado por las empresas propietarias, a los usuarios del sistema que transiten energía o potencia por las instalaciones.

El pago anual por el uso de sistemas de subtransmisión para centrales generadoras que inyecten directamente su producción, corresponde al valor esperado que resulta de ponderar la participación de las mismas en cada tramo del sistema. Este monto es descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

La tarifa resultante se determina considerando una tasa de descuento del 10% para la anualización de las inversiones, 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.

Las tarifas de subtransmisión vigentes fueron publicadas en el decreto N° 320 del 9 de enero de 2009, las que rigen hasta el año 2010.

Demanda

Los ingresos por subtransmisión están directamente relacionados con la demanda requerida. 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.

Precios

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

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.

3.2. Riesgo financiero.

Los negocios en que participa la Sociedad dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter 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 en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años, 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 del Grupo CGE, entre las cuales está la Sociedad, son fundamentalmente en pesos, CGE, sociedad controladora, 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 año 2010, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó a M\$ 36.237.466 la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

La clasificación de la deuda financiera según la moneda al 31 de diciembre del 2010 y 2009 se muestra a continuación:

31-12-2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	36.237.466	100%
Total deuda financiera	36.237.466	100%

31-12-2009	M\$	%
Deuda en pesos o UF	64.547.712	100%
Total deuda financiera	64.547.712	100%

Actualmente, la Sociedad no posee deuda en dólares. En consecuencia, la exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

3.2.2 Riesgo de variación Unidad de Fomento

La Sociedad mantiene el 100% de sus deudas financieras expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en M\$ 298.447. A su vez, una disminución de 1% en el valor de la UF genera un incremento de M\$ 298.447 en el resultado.

3.2.3 Riesgo de Tasa de Interés

Al 31 de diciembre del 2010 la Sociedad posee el 100% de la deuda financiera estructurada a tasa variable.

31-12-2010	M\$	%
Deuda a tasa variable	36.237.466	100%
Total deuda financiera	36.237.466	100%

31-12-2009	M\$	%
Deuda a tasa variable	64.547.712	100%
Total deuda financiera	64.547.712	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\$ 131.179 de mayor gasto por intereses.

3.2.4 Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

El riesgo de liquidez en la Sociedad 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 Sociedad. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus filiales.

La deuda financiera con bancos de la Sociedad se ha estructurado en un 96% a largo plazo mediante créditos bancarios. El perfil de vencimientos de la deuda financiera por capital e intereses es el siguiente:

M \$ al 31-12-2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Total
Bancos	496.380	13.775.527	14.271.907
Total	496.380	13.775.527	14.271.907
	3,5%	96,5%	100,0%

M\$ al 31-12-2009	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Total
Bancos	208.940	12.878.852	13.087.792
Total	208.940	12.878.852	13.087.792
	1,6%	98,4%	100,0%

3.2.5.- Determinación del valor razonable de instrumentos financieros.

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos financieros de la empresa al 31 de diciembre de 2010. 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.

Valor por tipo deuda	Valor Libro Deuda al 31-12-2010 M\$	Valor Mercado Deuda al 31-12-2010 M\$	Diferencia
Bancos	12.998.040	13.194.749	1,5%
Total	12.998.040	13.194.749	1,5%

Valor por tipo deuda	Valor Libro Deuda al 31-12-2009 M\$	Valor Mercado Deuda al 31-12-2009 M\$	Diferencia
Bancos	12.618.965	12.108.826	-4,2%
Total	12.618.965	12.108.826	-4,2%

3.2.6.- Riesgo de Crédito.

Las cuentas por cobrar están constituidas principalmente por deudas de energía de clientes residenciales, acorde a una cartera masiva, distribuida geográficamente en varias comunas y en pequeños montos para cada cliente.

Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2010	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	28%	215.661
Industrial	55%	7.437
Comercial	12%	3.477
Otros	5%	5.723
Total	100%	232.298

2009	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	28%	235.856
Industrial	50%	4.001
Comercial	12%	7.983
Otros	10%	6.261
Total	100%	254.101

El perfil de vencimiento de las cuentas por cobrar a vencer refleja que el 91% está concentrado en plazos menores a los 3 meses. Por su parte, el 85% del monto de las cuentas vencidas registran una antigüedad inferior a un año, mientras que 71% es menor a los tres meses.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada por las distintas unidades de negocio de la empresa, iniciando la 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.

Para aquellos clientes que permanecen en mora y sin suministro, la empresa realiza gestión de cobranza administrativa y en terreno.

La regulación vigente define que la deuda queda radicada en la propiedad del cliente del servicio eléctrico, limitando de esta forma la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

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.- 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) 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 2010 y 2009 es el siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Efectivo en caja.	967.831	806.021
SalDOS en bancos.	358.961	305.153
Total	1.326.792	1.111.174

La composición del rubro por tipo de moneda al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL\$	1.326.792	1.111.174
Total		1.326.792	1.111.174

No existen diferencias entre el efectivo y efectivo equivalente presentados en el estado de situación financiera con respecto al presentado en el estado de flujos de efectivo.

El monto que se presenta en la línea Otras entradas (salidas) de efectivo, de la actividad de Inversión, en el Estado de Flujo de Efectivo; corresponde al efecto del traspaso de la subsidiaria en el proceso de división, de acuerdo a señalado en Nota 1.

6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Deudores comerciales, neto.	24.266.246	25.983.508	371.952	639.856
Otras cuentas por cobrar, neto.	638.605	1.510.071	0	168.646
Total	24.904.851	27.493.579	371.952	808.502

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Deudores comerciales, bruto.	25.751.536	28.569.934	371.952	639.856
Otras cuentas por cobrar, bruto.	656.173	1.514.186	0	168.646
Total	26.407.709	30.084.120	371.952	808.502

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no vencidos al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	8.210.601	14.637.432	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	264.730	547.104	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	1.029.779	1.272.901	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	371.952	808.502
Total	9.505.110	16.457.437	371.952	808.502

Los plazos por vencimiento de los deudores comerciales vencidos al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	11.678.121	9.146.895
Con vencimiento entre tres y seis meses.	966.769	1.021.084
Con vencimiento entre seis y doce meses.	1.375.268	1.416.097
Con vencimiento mayor a doce meses.	2.882.441	2.042.607
Total	16.902.599	13.626.683

El detalle del deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Deudores comerciales.	1.485.290	2.586.426
Otras cuentas por cobrar.	17.568	4.115
Total	1.502.858	2.590.541

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2010 y 2009, se muestra en e siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Saldo inicial.	2.590.541	1.132.881
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del ejercicio.	0	(73.703)
Efecto traspaso saldos subsidiaria por proceso división. (Nota 1)	(391.362)	0
Aumento (disminución) del ejercicio.	(696.321)	1.531.363
Total	1.502.858	2.590.541

El detalle en resultados del deterioro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, por rubros es el siguiente:

Efecto en resultado de la provisión en el ejercicio	Saldo al	
	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
Deudores comerciales.	(709.774)	1.534.741
Otras cuentas por cobrar.	13.453	(3.378)
Total	(696.321)	1.531.363

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

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

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato ó a 30 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y 89 de la Ley N° 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 ejercicio, 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 2010 y 2009 es el siguiente:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL \$		0	0	1.275
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$		13	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	125	2.202	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$		0	0	2.030
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	172	116	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	408.116	456.759	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$		0	2.517	2.456
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	369.111	0	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$		0	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	35.730	188.272	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	10.339	59.434	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	19.384	31.027	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$		70	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	14.874	0	0	0
77.122.833-1	Emelectric Transmision S.A.	Chile	Compra de activos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.794.417	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	0	1.573.397	0	0
Total							2.652.268	2.311.290	2.517	5.761

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	34.591	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Más de 1 año	Matriz	UF	0	0	23.239.426	51.928.747
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL \$	0	0	31.284	49.021
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	198	3.364	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	7.414	7.237
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	696	1.456	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.050	2.970	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	195.868	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	338	330
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	332	571	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	202.317	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	16.147.225	2.343.878	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	2.618	18.653	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	19.867	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	20.893	92.340	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.570.800	1.552.209	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.275	7.165	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	778.260	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	370.518	83.638	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.844	418.766	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	6.381	55.549	0	0
76.122.833-1	Emelectric Transmisión S.A.	Chile	Ventas de activos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	980.836	0	0	0
Total							19.506.851	5.413.277	23.278.462	51.985.335

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 2010 y 2009:

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01/01/2010 31/12/2010 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	01/01/2009 31/12/2009 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	468.783	(468.783)	1.615.146	(1.615.146)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL \$	187.572	0	3.453.166	(583.787)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Arriendos de oficinas	CL \$	181.914	(181.914)	168.620	(168.620)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	0	0	14.887.474	76.430
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Asesorías prestadas	CL \$	0	0	4.234	4.234
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	0	0	48.496	(48.496)
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	1.045.146	0	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	617.315	617.315	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	1.619	(1.619)	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	0	0	19.386	(19.386)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	61.867	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	262.204	262.204	451.346	(451.346)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	16.489	0	7.382	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	1.642	(1.642)	4.246	(4.246)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	CL \$	0	0	720	720
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	4.721.665	(4.721.665)	1.671.053	(1.671.053)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	111.450	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	167.546	167.546	153.382	153.382
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	395.698	395.698	180	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	CL \$	35.550	0	2.039	2.039
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	3.336.085	(3.336.085)	0	0

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01/01/2010	Efecto en	01/01/2009	Efecto en
						31/12/2010	resultados	31/12/2009	resultados
						monto	(cargo) / abono	monto	(cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	9.113	(6.441)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	102.376	(102.376)	162.485	(162.485)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	CL \$	0	0	36.841	36.841
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	19.882	19.882	3.581	3.581
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	47.842	47.842	15.020	15.020
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	42.804	(42.804)	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	4.686	(3.614)	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	13.739.181	(396.922)	776.926	100
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	137.124	(137.124)	98.915	(98.915)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	6.614.010	(1.645.774)	2.309.803	(152.879)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	90.084	(90.084)	10.038	(10.038)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	7.327	7.327	1.384	1.384
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	CL \$	0	0	375.415	375.415
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	20.662	(20.662)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	456.273	(456.273)	238.603	(238.603)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	856.360	0	266.256	(1.935)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	0	0	70	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	1.315.900	(1.315.900)	421.814	(421.814)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	310	(310)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	1.065	1.065	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	11.670	0	16.695	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	50.014	(50.014)	46.680	(46.680)
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	83.006	83.006	0	0
93.698.000-7	Elaboradora de Cobre Viña del Mar S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	634	0	0	0

7.2.- Directorio y gerencia de la Sociedad.

El Directorio de la Sociedad lo componen cinco miembros, los cuales permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

Esta Sociedad se encuentra administrada por un equipo gerencial de CGE Distribución S.A., subsidiaria directa del controlador CGE S.A.

7.2.1.- Remuneración del Directorio.

El Directorio de la Sociedad no percibe remuneración.

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultado del Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 86.471 al 31 de diciembre de 2010, (M\$265.831 en el ejercicio 2009).

La Sociedad ha establecido para sus ejecutivos, un plan de incentivos 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 2010 y 2009 es el siguiente:

Clases de inventarios	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Mercaderías para la venta.	31.181	31.181
Trabajos en curso.	220.982	103.032
Provisión de deterioro.	(20.137)	(20.137)
Total	232.026	114.076

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	0	20.138
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	0	4.443
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el ejercicio.	0	751.680

Durante el ejercicio 2009, los productos de retail fueron traspasados a Novanet S.A., subsidiaria del Grupo CGE.

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTO.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Activos por impuestos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Pagos provisionales mensuales.	1.638.274	2.792.997
Rebajas al impuesto.	19.052	72.922
Total	1.657.326	2.865.919

Pasivos por impuestos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	437.212	2.133.078
Total	437.212	2.133.078

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

Activo / pasivos por impuestos, neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	1.220.114	732.841

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Gastos pagados por anticipado.	56.186	36.242
Garantías de arriendo.	6.515	11.442
Total	62.701	47.684

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

11.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2010.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 31-12-2009 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2010 M\$
Inversiones en subsidiarias.	19.668.498	1.165.919	0	(917.096)	(19.917.321)	0
TOTALES	19.668.498	1.165.919	0	(917.096)	(19.917.321)	0

Al 31 de diciembre de 2009.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2009 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2009 M\$
Inversiones en subsidiarias.	19.594.443	1.100.664	(901)	(1.026.609)	0	19.668.498
TOTALES	19.594.443	1.100.664	(1.802)	(1.026.609)	0	19.668.498

Con fecha 27 de noviembre del 2009, Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. vende su participación en Emel Overseas Limited a Empresas Emel S.A., todo esto como parte del proceso de reorganización de Empresas Emel S.A., la cual paga a Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. la suma de M\$ 50 por la compra de 1 acción de Emel Overseas Limited.

11.2.- Inversión en asociadas.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

Inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2009	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2009
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Estudios, Servicios e Inversiones S.A.	Chile	CL\$	0,0000%	0,0000%	0	0	(901)	0	0	0
TOTALES					0	0	(901)	0	0	0

11.3.- Inversión en subsidiaria.

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Inversiones en subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31-12-2009	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31-12-2010
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	CL\$	0,00%	0,00%	19.668.498	1.165.919	0	(917.096)	(19.917.321)	0
TOTALES					19.668.498	1.165.919	0	(917.096)	(19.917.321)	0

Saldos al 31 de diciembre de 2009.

Inversiones en subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al	Participación	Resultado	Dividendos	Otro	Saldo al
					01.01.2009	en ganancia (pérdida)	responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	recibidos	incremento (decremento)	31-12-2009
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	CL\$	99,90%	99,90%	19.594.443	1.100.664	0	(1.026.609)	0	19.668.498
TOTALES					19.594.443	1.100.664	0	(1.026.609)	0	19.668.498

Como parte del proceso de reorganización de Empresas Emel S.A., la inversión en la subsidiaria Empresa Eléctrica de Talca S.A. fue asignada a Emelectric Inversiones S.A., la que posteriormente fue absorbida por Empresas Emel S.A.

11.3.1.- Información resumida inversiones en subsidiarias.

Inversiones en subsidiarias	31-12-2009									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos asociada	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos asociada	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Talca S.A.	99,90%	4.080.613	19.335.501	23.416.114	2.283.865	1.443.944	3.727.809	10.655.945	(9.554.172)	1.101.773
TOTALES		4.080.613	19.335.501	23.416.114	2.283.865	1.443.944	3.727.809	10.655.945	(9.554.172)	1.101.773

12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

12.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por programas informáticos y servidumbres. Su detalle al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Programas informáticos, neto.	29.162	34.794
Otros activos intangibles identificables, neto.	390.241	4.273.426
Total	419.403	4.308.220

Clases de activos intangibles, bruto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Programas informáticos, bruto.	3.849.742	3.833.193
Otros activos intangibles identificables, bruto.	396.498	4.275.697
Total	4.246.240	8.108.890

Clases de amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	3.820.580	3.798.399
Amortización acumulada y deterioro del valor, otros activos intangibles identificables.	6.257	2.271
Total	3.826.837	3.800.670

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	3.826.837	3.800.670
Total	3.826.837	3.800.670

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro de intangibles al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	4	4
Servidumbres.	Vida	5	70
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	2010		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	34.794	4.273.426	4.308.220
Adiciones.	5.687	45.288	50.975
Retiros.	0	(826.369)	(826.369)
Amortización.	(11.319)	(6.435)	(17.754)
Efecto traspaso saldos Subsidiaria por proceso división. (Nota 1)	0	(3.095.669)	(3.095.669)
Cambios, total	(5.632)	(3.883.185)	(3.888.817)
Saldo final activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2010	29.162	390.241	419.403

Movimientos en activos intangibles	2009		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	12.235	4.079.970	4.092.205
Adiciones.	36.551	198.043	234.594
Retiros.	0	(2.314)	(2.314)
Amortización.	(13.992)	(2.273)	(16.265)
Cambios, total	22.559	193.456	216.015
Saldo final activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2009	34.794	4.273.426	4.308.220

El detalle del importe de Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos y su período de amortización al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Detalle de otros activos intangibles identificables al 31 - 12 - 2010	Importe en libros de activo individual intangible M\$	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	359.697	Vida útil indefinida
Otros. (Servidumbre)	30.544	Vida útil definida
Total	390.241	

El cargo a resultados por amortización de intangibles por el ejercicio al 31 de diciembre de 2010 y 2009, se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
Costo de ventas.	6.435	2.272
Gastos de administración.	11.319	13.993
Total	17.754	16.265

12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

Servidumbres.

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

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciado es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

13.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Rut	Sociedad	Movimientos 2009		Movimientos 2010	
		Saldo al 01/01/2009	Saldo al 31/12/2009	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31/12/2010
		M\$	M\$	M\$	M\$
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	202.708	202.708	(202.708)	0
Totales		202.708	202.708	(202.708)	0

La variación del ejercicio 2010, fue asignada en el proceso de división de la Sociedad señalada en Nota 1.

14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

14.1.- Vidas útiles.

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

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	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 2010 y 2009 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Construcciones en curso.	8.274.833	12.279.090
Terrenos.	0	2.128.094
Edificios.	0	669.589
Planta y equipos.	86.401.323	140.967.788
Subestaciones de poder.	0	33.426.246
Líneas de transporte energía.	0	13.465.492
Subestaciones de distribución.	12.289.948	13.685.194
Líneas y redes de media y baja tensión.	72.838.171	78.186.086
Medidores.	1.273.204	2.204.770
Equipamiento de tecnología de la información	137.288	231.252
Instalaciones fijas y accesorios	1.291.777	1.407.873
Equipos de comunicaciones.	340.058	421.592
Herramientas.	536.175	576.653
Muebles y útiles.	190.420	207.816
Instalaciones y accesorios diversos.	225.124	201.812
Vehículos de motor.	381.376	488.506
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.433.723	1.788.194
Total	97.920.320	159.960.386

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Construcciones en curso.	8.274.833	12.279.090
Terrenos.	0	2.128.094
Edificios.	0	1.011.038
Planta y equipos.	106.872.279	172.095.854
Subestaciones de poder.	0	39.119.621
Líneas de transporte energía.	0	15.314.375
Subestaciones de distribución.	16.922.315	18.630.514
Líneas y redes de media y baja tensión.	87.052.380	95.263.247
Medidores.	2.897.584	3.768.097
Equipamiento de tecnología de la información	533.934	532.496
Instalaciones fijas y accesorios	3.830.313	3.714.888
Equipos de comunicaciones.	891.810	933.160
Herramientas.	1.852.817	1.768.897
Muebles y útiles.	517.400	497.998
Instalaciones y accesorios diversos.	568.286	514.833
Vehículos de motor.	1.417.640	1.435.627
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.433.723	1.788.194
Total	122.362.722	194.985.281

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

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Edificios.	0	341.449
Planta y equipos.	20.470.956	31.128.066
Subestaciones de poder.	0	5.693.375
Líneas de transporte energía.	0	1.848.883
Subestaciones de distribución.	4.632.367	4.945.320
Líneas y redes de media y baja tensión.	14.214.209	17.077.161
Medidores.	1.624.380	1.563.327
Equipamiento de tecnología de la información	396.646	301.244
Instalaciones fijas y accesorios	2.538.536	2.307.015
Equipos de comunicaciones.	551.752	511.568
Herramientas.	1.316.642	1.192.244
Muebles y útiles.	326.980	290.182
Instalaciones y accesorios diversos.	343.162	313.021
Vehículos de motor.	1.036.264	947.121
Total	24.442.402	35.024.895

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

Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		12.279.090	2.128.094	669.589	140.967.788	231.252	1.407.873	488.506	1.788.194	159.960.386	
Cambios	Adiciones.	8.498.744	0	0	0	0	0	0	184.693	8.683.437	
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(1.500)	(429.385)	(430.885)	
	Retiros.		0	0	(330.986)	(848)	(355)	(4.591)	(357.180)	(693.960)	
	Gasto por depreciación.			(19.510)	(3.897.769)	(99.876)	(255.142)	(101.039)	0	(4.373.336)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto	Incremento (decremento) por revaluación		0	0	7.486.705	0	0	0	0	7.486.705
	Sub total reconocido en patrimonio neto	0	0	0	7.486.705	0	0	0	0	7.486.705	
	Otros incrementos (decrementos).	(12.265.870)	(2.110.197)	(635.694)	(42.128.736)	7.695	162.316	0	530.908	(56.439.578)	
	Efecto traspaso saldos Subsidiaria por proceso división. (Nota 1)	(237.131)	(17.897)	(14.385)	(15.695.679)	(935)	(22.915)	0	(283.507)	(16.272.449)	
Total cambios	(4.004.257)	(2.128.094)	(669.589)	(54.566.465)	(93.964)	(116.096)	(107.130)	(354.471)	(62.040.066)		
Saldo Final al 31 de diciembre de 2010		8.274.833	0	0	86.401.323	137.288	1.291.777	381.376	1.433.723	97.920.320	

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

Movimiento año 2009		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		8.618.578	2.128.094	639.936	141.290.213	172.815	1.310.854	707.513	2.063.729	156.931.732
Cambios	Adiciones.	8.440.116	0	56.278	18.557	163.586	388.463	0	497.866	9.564.866
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	(36.548)	(11.775)	0	(48.323)
	Retiros.	0	0	0	(1.078.273)	(848)	0	(6.395)	0	(1.085.516)
	Gasto por depreciación.	0	0	(26.625)	(4.814.730)	(105.285)	(254.896)	(200.837)	0	(5.402.373)
	Otros incrementos (decrementos).	(4.779.604)	0	0	5.552.021	984	0	0	(773.401)	0
Total cambios		3.660.512	0	29.653	(322.425)	58.437	97.019	(219.007)	(275.535)	3.028.654
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009		12.279.090	2.128.094	669.589	140.967.788	231.252	1.407.873	488.506	1.788.194	159.960.386

14.4.- Política de Inversión 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 al cierre de los presentes estados financieros al 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 de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales. Este proceso implicó un efecto en el ejercicio 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 7.486.705 y el saldo revaluado de Propiedades, Planta y Equipo al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$ 86.401.323 (Ver nota 14.6).

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	8.498.744	8.440.116

14.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente, son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. Las tasaciones de propiedad, planta y equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Para estos, 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 ALV & Asociados Consultores.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica, se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencia de Electricidad y Combustible (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 Reevaluación 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	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Terrenos.	0	278.411
Edificios.	0	364.190
Planta y equipo.	44.397.369	72.079.271
Total	44.397.369	72.721.872

Movimiento Reservas de Revaluación.

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Saldo inicial	64.966.136	68.260.056
Ajuste revaluación.	7.486.705	0
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluado.	(20.921.603)	(611.578)
Depreciación del ítem complementario de propiedades, planta y equipo y revaluación	(1.867.299)	(2.682.342)
Efecto traspaso saldos subsidiaria por proceso división. (Nota 1)	(7.659.985)	0
Movimiento del ejercicio	(22.962.182)	(3.293.920)
Total	42.003.954	64.966.136

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	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Construcción en curso	8.274.833	12.279.090
Equipamiento de tecnologías de la información	137.288	231.252
Instalaciones fijas y accesorios	1.291.777	1.407.873
Vehículos de motor	381.376	488.506
Otras propiedades, planta y equipo	1.433.723	7.865.657
Total	11.518.997	22.272.378

15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

15.1- Activos y pasivos por impuestos diferidos.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Activos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Relativos a intangibles	8.680	27.800
Relativos a acumulaciones (o devengos).	121.238	138.523
Relativos a provisiones.	337.576	865.949
Relativos a otros.	0	27.100
Total	467.494	1.059.372

Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo	1.782.645	2.500.647
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo	7.140.672	11.044.224
Relativos a otros.	18.802	47.511
Total	8.942.119	13.592.382

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre 2010 y 2009:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	1.059.372	882.590
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(510.225)	176.782
Efecto traspaso saldos subsidiaria por proceso división. (Nota 1)	(81.653)	0
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(591.878)	176.782
Total	467.494	1.059.372

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	13.592.382	13.678.047
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(4.480.326)	(85.665)
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	1.272.740	0
Efecto traspaso saldos subsidiaria por proceso división. (Nota 1)	(1.442.677)	0
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(4.650.263)	(85.665)
Total	8.942.119	13.592.382

15.3.- 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	Valores compensados	Saldos netos al cierre
	M\$	M\$	M\$
31/12/2010			
- Activos por impuestos diferidos	467.494	(467.494)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(8.942.119)	467.494	(8.474.625)
Total	(8.474.625)	0	(8.474.625)
31/12/2009			
- Activos por impuestos diferidos	1.059.372	(977.700)	81.672
- Pasivos por impuestos diferidos	(13.592.382)	977.700	(12.614.682)
Total	(12.533.010)	0	(12.533.010)

16.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

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

Al 31 de diciembre de 2010:

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes		
								Vencimientos	Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
								1 a 3 meses	31/12/2010	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31/12/2010
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Emelectric S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	3,75%	3,75%	Sin Garantía	124.710	124.710	12.873.330	0	12.873.330
Total								124.710	124.710	12.873.330	0	12.873.330

Al 31 de diciembre de 2009:

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes		
								Vencimientos	Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
								1 a 3 meses	31/12/2009	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31/12/2009
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Emelectric S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	1,64%	1,64%	Sin Garantía	53.237	53.237	0	12.565.728	12.565.728
Total								53.237	53.237	0	12.565.728	12.565.728

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Proveedores de energía.	10.610.824	17.236.851	0	0
Retenciones.	736.982	1.095.262	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	0	676.556	0	0
Proveedores no energéticos.	1.209.663	948.863	0	0
Acreedores varios.	657.362	893.257	103.962	357.927
Otros.	158.214	68.987	0	0
Total	13.373.045	20.919.776	103.962	357.927

17.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Vacaciones del personal.	0	174.024
Bonificaciones de feriado.	0	86.791
Participación sobre resultados	0	415.741
Total	0	676.556

18.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

18.1.- Provisiones - Saldos

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	209.637	140.852	0	0
Provisión de contratos onerosos.	13.118	36.888	0	12.130
Otras provisiones.	8.533	1.062.337	0	0
Total	231.288	1.240.077	0	12.130

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 N° 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 corrientes y no corrientes.

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	140.852	49.018	0	1.062.337	1.252.207
Provisiones adicionales.	31.302	0	0	79.014	110.316
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	107.767	(35.900)	0	166.243	238.110
Provisión utilizada.	0	0	0	(682.180)	(682.180)
Reversión de provisión no utilizada.	(50.000)	0	0	(607.527)	(657.527)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	0	0	0	(1.564)	(1.564)
Efecto traspaso saldos subsidiaria por proceso división. (Nota 1)	(20.284)	0	0	(7.790)	(28.074)
Total cambios en provisiones	68.785	(35.900)	0	(1.053.804)	(1.020.919)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	209.637	13.118	0	8.533	231.288

Saldo al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	129.591	96.441	60.187	58.777	344.996
Provisiones adicionales.	0	0	0	1.080.000	1.080.000
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	11.261	(47.423)	(60.187)	7.851	(88.498)
Provisión utilizada.	0	0	0	(56.483)	(56.483)
Incremento (decremento) de cambio en la tasa de descuento.	0	0	0	(27.808)	(27.808)
Total cambios en provisiones	11.261	(47.423)	(60.187)	1.003.560	907.211
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	140.852	49.018	0	1.062.337	1.252.207

19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

19.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	0	1.613.778
Total	0	1.613.778

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial	1.576.707	2.307.122
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios	21.383	148.041
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	22.914	153.337
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios	36.065	56.592
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.	(195.868)	(8.694)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.461.201)	(1.079.691)
Total	0	1.576.707

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	0	1.576.707
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	0	1.576.707
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	0	37.071
Total	0	1.613.778

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
	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	21.383	148.041	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	22.914	153.337	Costos Financieros.
Total gastos reconocidos en resultados	44.297	301.378	

19.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	31-12-2009
Tasa de descuento utilizada.	3,6
Tasa de inflación.	3,0
Aumento futuros de salarios.	2,0
Tabla de mortalidad.	B-2006
Tabla de invalidez.	PDT 1985- Cat II
Tabla de rotación.	ESA-77

20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Ingresos diferidos. (*)	479.009	481.085	0	38.156
Otros.	0	0	7.575	0
Total	479.009	481.085	7.575	38.156

20.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	305.202	355.647	0	0
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	6.743	16.489	0	0
Subsidios.	0	0	0	38.156
Garantías (pago anticipado de clientes).	167.064	108.949	0	0
Total	479.009	481.085	0	38.156

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	519.241	621.163
Adiciones.	2.082.125	1.800.579
Imputación a resultados.	2.082.615	1.902.501
Efecto traspaso saldos subsidiaria por proceso división. (Nota 1)	(39.742)	0
Total	479.009	519.241

20.2.- Contratos de construcción.

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

20.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	1.265.373	1.292.749
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	(906.683)	(790.826)
Margen de contratos en construcción	358.690	501.923

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

Detalle	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	718.044	748.043
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	305.202	355.647

21.- PATRIMONIO NETO.

21.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos de la Sociedad, al administrar el capital, son 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 tal y como se muestra en el estado de situación financiera, más la deuda neta.

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

Al 31 de diciembre de 2010 el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 8.265.124 y de M\$ 16.341.892 al 31 de diciembre de 2009. La variación fue traspasada a las nuevas sociedades surgidas en el proceso de división, señalado en Nota 1.

21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2010 el capital de la Sociedad está representado por 182.000.000 acciones sin valor nominal.

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

21.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 16 de abril de 2009, 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 2009.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 19 de abril de 2010, se aprobó como política de dividendos para el ejercicio 2010, el distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del 2010.

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 de la Sociedad, celebrada el 16 de abril de 2009, se aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 55 de \$11,911524 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2009, por un total de M\$ 2.167.897.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 222 de fecha 27 de mayo de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 56 de \$ 12,9 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio del 2009 el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2009, por un total de M\$ 2.347.800.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 226 de fecha 26 de agosto de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 57 de \$ 10,4 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 28 de septiembre de 2009, por un total de M\$ 1.892.800.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 229 de fecha 20 de noviembre de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 58 de \$ 6,9 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2009, por un total de M\$1.255.800.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 19 de abril de 2010, se aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 59 de \$ 15,63 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 M\$ 2.844.660.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 236 de fecha 20 de mayo de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 60 de \$ 15,23 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\$ 2.771.860.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 240 de fecha 06 de septiembre de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 61 de \$ 5,61 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 27 de septiembre de 2010, por un total de M\$ 1.021.020.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 243 de fecha 19 de noviembre de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 62 de \$ 4,54 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 22 diciembre de 2010, por un total de M\$826.280.

21.5.- Reservas.

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 utilidades retenidas.

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\$ 6.213.965 y el saldo acumulado al cierre de los estados financieros, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$ 34.863.281.

21.5.2.- Otras reservas.

Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad presenta saldos por M\$ 274.461 correspondientes al reciclaje del período enero a septiembre 2010 de la revaluación sobre su participación en su subsidiaria.

21.6.- Participaciones no controladoras.

R.U.T	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		31/12/2010		31/12/2009	
			31/12/2010	31/12/2009	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	0,0000%	0,1006%	0	0	19.806	1.108
Total					0	0	19.806	1.108

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

Movimiento de otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2010	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	0	0	4.622.021	0	0	0	0	0	4.622.021
Reserva por revaluación									
Incremento por revaluaciones del ejercicio de Propiedades, planta y equipo.	7.486.705	(1.272.740)	6.213.965	0	0	0	7.486.705	(1.272.740)	6.213.965
Total movimientos del período	7.486.705	(1.272.740)	6.213.965	0	0	0	7.486.705	(1.272.740)	6.213.965
Total resultado integral			10.835.986			0			10.835.986

Movimiento de otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2009	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	0	0	8.780.616	0	0	1.108	0	0	8.781.724
Total resultado integral	0	0	8.780.616	0	0	1.108	0	0	8.781.724

22.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

22.1.- Ingresos ordinarios.

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Ventas	95.481.022	112.953.170
Venta de energía.	95.420.675	111.752.753
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	60.347	1.200.417
Prestaciones de servicios	13.013.655	15.652.576
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	7.621.368	10.344.551
Arriendo de equipos de medida.	369.048	515.023
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	220.522	260.732
Apoyos en postación.	268.512	802.567
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	3.593.875	3.122.083
Otras prestaciones	940.330	607.620
Total	108.494.677	128.605.746

22.2.- Otros ingresos, por función.

El siguiente es el detalle de otros ingresos de operación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Otros ingresos por función	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	43.078	18.491
Total	43.078	18.491

23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítemes del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 que se adjunta, se descomponen como se indica a continuación.

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
Costo de venta	89.822.558	107.767.729
Costo de administración	12.033.015	10.221.339
Total	101.855.573	117.989.068

23.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
Compra de energía.	79.050.670	93.417.696
Gastos de personal.	1.613.992	3.667.399
Gastos de operación y mantenimiento.	5.240.806	6.373.426
Gastos de administración.	11.559.015	9.111.909
Depreciación.	4.373.336	5.402.373
Amortización.	17.754	16.265
Total	101.855.573	117.989.068

23.2.- Gastos de personal.

El siguiente es el detalle de los gastos de personal para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Gastos de personal	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
Sueldos y salarios.	1.443.229	2.506.849
Beneficios a corto plazo a los empleados.	47.424	654.129
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	21.383	148.041
Otros gastos de personal. (*)	101.956	358.380
Total	1.613.992	3.667.399

Otros Gastos de personal (*)	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Bonificaciones y becas a empleados	75.461	237.646
Beneficios de seguridad social	36.206	149.447
Otros gastos de personal	(9.711)	(28.713)
Total	101.956	358.380

23.3.- Depreciación y amortización.

El siguiente es el detalle de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Detalle	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	4.294.784	5.310.087
Gasto de administración.	78.552	92.286
Total depreciación	4.373.336	5.402.373
Amortización		
Costo de ventas.	6.435	2.272
Gasto de administración.	11.319	13.993
Total amortización	17.754	16.265
Total	4.391.090	5.418.638

23.4.- Otras Ganancias (Pérdidas).

Detalle	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/210	31/12/2009
	M\$	M\$
Otras ganancias (pérdidas)		
Castigo de propiedades, planta y equipo	(805.974)	(950.960)
Juicios y multas	(132.600)	(1.094.570)
Venta chatarra	63.000	27.857
Devolución clientes	0	716.102
Venta activo propiedades, planta y equipo	121.675	5.241
Otros ingresos	11.309	397.911
Otros egresos	(66.004)	(1.386)
Total	(808.594)	(899.805)

24.- RESULTADO FINANCIERO.

El siguiente es el detalle del resultado financiero para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Resultado financiero	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	1.049.396	1.944.587
Otros ingresos financieros.	340	71.684
Total Ingresos financieros	1.049.736	2.016.271
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(211.849)	(132.308)
Otros gastos.	(1.112.244)	(2.549.876)
Total costos financieros	(1.324.093)	(2.682.184)
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	(1.391.868)	1.502.564
Diferencias de cambio		
Positivas.	0	1.214
Total diferencias de cambio	0	1.214
Total resultado financiero	(1.666.225)	837.865

25.- RESULTADO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante los ejercicios al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se originó un cargo a resultado por impuesto a las ganancias que asciende a M\$ 751.261 y M\$ 1.790.604, respectivamente.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, se procedió a calcular y contabilizar los efectos de la Ley N° 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. Producto de lo anterior y de conformidad a lo establecido en la NIC 12 se ha efectuado un cargo de M\$ 15.303 por este concepto.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(566.713)	(2.093.696)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	18.802	47.922
Ajustes al impuesto corriente del ejercicio anterior.	(12.126)	32.105
Otros gastos por impuesto corriente.	(89.043)	(39.383)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(649.080)	(2.053.052)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	(124.242)	306.226
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	15.303	0
Otro gasto por impuesto diferido.	6.758	(43.778)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	(102.181)	262.448
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	(751.261)	(1.790.604)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(649.080)	(2.053.052)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(649.080)	(2.053.052)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(102.181)	262.448
Total gasto por impuestos diferidos, neto	(102.181)	262.448
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(751.261)	(1.790.604)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre la determinación de impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar tasa efectiva para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(913.458)	(1.797.296)
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	198.206	(128.876)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(144.237)	47.922
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	15.303	0
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en ejercicios anteriores.	(5.368)	(11.674)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	98.293	99.320
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	162.197	6.692
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	(751.261)	(1.790.604)

25.4.- Efecto en los estados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01/01/2010 31/12/2010		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$
Revaluación de propiedades, planta y equipo.	7.486.705	(1.272.740)	6.213.965

26.- GANANCIAS POR ACCION.

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

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	4.622.021	8.780.616
Ajustes para calcular ganancias disponibles para los accionistas comunes, básico	0	0
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	4.622.021	8.780.616
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	182.000.000	182.000.000
Ganancias (pérdidas) básicas por acción (\$ por acción)	25	48

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 el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

27.2.- Estado de Resultados por Función.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Servicios regulados		Servicios no regulados		Total	
	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	102.998.965	121.881.567	5.495.712	6.724.179	108.494.677
Costo de ventas	(86.369.231)	(104.255.115)	(3.453.327)	(3.512.614)	(89.822.558)	(107.767.729)
Ganancia bruta	16.629.734	17.626.452	2.042.385	3.211.565	18.672.119	20.838.017
Otros ingresos, por función.	43.078	18.491	0	0	43.078	18.491
Gasto de administración.	(12.033.015)	(10.221.339)	0	0	(12.033.015)	(10.221.339)
Otras ganancias (pérdidas).	(808.594)	(899.805)	0	0	(808.594)	(899.805)
Ingresos financieros.	1.049.736	2.016.271	0	0	1.049.736	2.016.271
Costos financieros.	(1.324.093)	(2.682.184)	0	0	(1.324.093)	(2.682.184)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	1.165.919	(901)	0	0	1.165.919	(901)
Diferencias de cambio.	0	1.214	0	0	0	1.214
Resultados por unidades de reajuste.	(1.391.868)	1.502.564	0	0	(1.391.868)	1.502.564
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	3.330.897	7.360.763	2.042.385	3.211.565	5.373.282	10.572.328
Gasto por impuestos a las ganancias.	(404.056)	(1.244.638)	(347.205)	(545.966)	(751.261)	(1.790.604)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	2.926.841	6.116.125	1.695.180	2.665.599	4.622.021	8.781.724
Ganancia (pérdida)	2.926.841	6.116.125	1.695.180	2.665.599	4.622.021	8.781.724
Depreciación	4.373.336	5.402.373	0	0	4.373.336	5.402.373
Amortización	17.754	16.265	0	0	17.754	16.265
EBITDA	9.030.887	12.842.242	2.042.385	3.211.565	11.073.272	16.053.807

Servicios Regulados: Se incluye en este segmento todos los ingresos provenientes de las actividades principales de la entidad, como lo son la distribución y comercialización de energía eléctrica, conjuntamente con los negocios asociados.

Servicios no Regulados: Principalmente referido a la segregación de todos nuestros clientes libres, cuya característica principal es que su tarifa es acordada por común acuerdo entre las partes, mediante la formalidad de un contrato. Generalmente referido a empresa de gran tamaño y con necesidades distintas a nuestro cliente residencial.

28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

28.1.- Juicios y otras acciones legales.

28.1.1.- Nombre del juicio: "Oliva con Emelectric".

Fecha: 21 de marzo de 2003.

Tribunal: Juzgado de Letras de Melipilla.

Rol N°: 62.617-2003.

Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por muerte de Manuel Rodríguez Navarrete.

Cuantía: M\$ 500.000

Estado: Sentencia favorable a Emelectric, rechaza la demanda. Se presentó recurso de apelación en contra de sentencia definitiva.

28.1.2.- Nombre del juicio: "Taborga González, Ximena con Emelectric"

Fecha: 20 de julio de 2005.

Tribunal: 2º Juzgado de Letras de Melipilla.

Rol N°: 16.199-2005.

Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.

Cuantía: M\$ 247.000

Estado: Por sentencia de primera instancia.

28.1.3.- Nombre del juicio: "Pavez Marco con Emelectric"

Fecha: 23 de marzo de 2004.

Tribunal: 1º Juzgado de Melipilla.

Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro de energía eléctrica.

Cuantía: M\$29.500.

Estado: Para sentencia de primera instancia.

28.1.4- Nombre del juicio: "Acosta Verdugo con Emelectric"

Fecha: 8 de octubre de 2007.

Tribunal: Juzgado de Constitución.

Materia: Indemnización de perjuicios por emplazamiento de instalaciones eléctricas en propiedad.

Cuantía: M\$ 80.000.

Estado: Sentencia definitiva rechaza la demanda. Dicho fallo se encuentra ejecutoriado.

28.1.5.- Nombre del juicio: "Becerra con Emelectric"

Fecha: 3 de noviembre de 2009.
Tribunal: Juzgado de Letras de Pichilemu.
Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro en propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$ 56.175.
Estado: Para fallo de primera instancia.

28.1.6.- Nombre del juicio: "Quera Palacios con Emelectric"

Fecha: 10 de diciembre de 2009.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Talca.
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico con resultado de muerte.
Cuantía: M\$ 2.300.000.
Estado: Período de conciliación.

28.1.7.- Nombre del juicio: "Tapia Maldonado con Emelectric"

Fecha: 19 de agosto de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 650.000.
Estado: Etapa de discusión.

28.1.8.- Nombre del juicio: "Inmobiliaria del Carmen con Emelectric"

Fecha: 20 de agosto de 2010.
Tribunal: 14° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 60.000.
Estado: Etapa de conciliación.

28.1.9.- Nombre del juicio: "Galvez con Emelectric"

Fecha: 21 de septiembre de 2010.
Tribunal: Juzgado de Letras de Santa Cruz.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 51.863.
Estado: Etapa de discusión.

28.1.10.- Nombre del juicio: "Pineda Tarac con Emelectric"

Fecha: 28 de diciembre de 2010.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 407.813.
Estado: Etapa de discusión.

De acuerdo a la opinión de nuestros asesores legales, y en consideración a los antecedentes disponibles, los juicios señalados no comprometerían significativamente el patrimonio de la Sociedad.

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 es la siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009.

Para el ejercicio 2010, la Sociedad no presenta personal, debido al traspaso de éstos a CGE Distribución, una empresa subsidiaria del Grupo CGE.

Subsidiaria	31/12/2009				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Melipilla	0	25	0	25	25
Santa Cruz	1	28	0	29	29
Cauquenes	0	8	0	8	8
Coelemu	0	5	0	5	5
Coihueco	0	1	0	1	1
Colbún	0	3	0	3	3
Constitución	0	6	0	6	6
Curepto	0	1	0	1	1
Curicó	0	4	0	4	4
El Monte	0	2	0	2	2
Hualañé	0	5	0	5	5
Marchigüe	0	0	0	0	0
Navidad	0	1	0	1	1
Parral	0	23	0	23	23
Pelluhue	0	2	0	2	2
Pichilemu	0	2	0	2	2
Quirihue	0	3	0	3	3
San Carlos	0	9	0	9	9
San Clemente	0	2	0	2	2
Talca	0	11	0	11	11
Total	1	141	0	142	142

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 2010 y 2009 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolsos futuros en la materia.

32.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2010, fecha de cierre de estos estados financieros y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.